

牵引变电所设备检修工艺及试验标准（修订）

总则

牵引变电所(包括开闭所、分区所、AT所、开关站、分相所,除特别指出外,以下皆同)是电气化铁路供电的重要组成部分,与行车密切相关。为搞好牵引变电所的设备运行和标准化检修工作,提高设备检修质量,确保人身、行车和设备安全。根据《牵引变电所安全工作规程》《牵引变电所运行检修规程》(铁运(1999)101号)及《牵引变电所安全工作规程、牵引变电所运行检修规程实施细则》(成铁机(2008)618号)制订本检修工艺及试验标准。

从事牵引变电所的运行、检修人员、工程技术人员及管理人员应熟悉、掌握本检修工艺及试验标准,并遵照执行。

1 规范性引用文件

引用标准:铁道部《牵引变电所安全工作规程》和《牵引变电所运行检修规程》(铁运(1999)101号);中华人民共和国国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》(GB50150-2006);中华人民共和国行业标准《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》(TB 10421-2003)、《继电保护微机型试验装置技术条件》(DL/T624-1997)、《铁路电力牵引供电施工规范》(TB 10208-98)、《继电保护微机型试验装置技术条件》(DL/T624-1997)。

引用资料:《牵引变电所安全工作规程、牵引变电所运行检修规程实施细则》(成铁机(2008)618号)及设备产品说明书。

2 设备修制

2.1 牵引变电所实行状态修,即运用检测机具及检测手段对牵引变电所供电设备进行周期测试检查,对检测和运行中发现问题进行检查处理的检修办法。状态修分为周期检测、临修、更新三类。

周期检测:对电气设备进行周期测试和状态修复。

临修:经周期检测、运行监测、巡查发现不满足运行要求的设备及时进行的检修,以及为保证设备的原有性能进行的各种专业性修(此种专业性修即为大修)。

更新:以结构更加先进、技术更加完善、生产效率更高的新设备去代替运行时间达到规定的使用年限或状态不能满足

2.2 周期检测、更新及大修年度检修计划由段技术科结合秋季设备鉴定和修制要求制定,每年12月底前将次年的检修计划报路局审批后组织实施。

2.3 月度检修计划由段技术科根据年度检修计划、每月设备运行质量分析及段总体安排在段月度生产计划中下达,由变电检修车间、供电车间和抢调车间执行,承修车间应对段月度生产计划进行分劈日排程,并将日排程计划上报技术科和抢调车间。

2.4 对影响运输的电气设备的停电检修,承修车间应按时提出月度停电计划并上报技术科,技术科审核后报段抢修调度车间,通过段电调报局相关处室、站段以及地方电力调度。

2.5 周期检测、更新及大修日检修计划由承修车间按时向供电车间提出,供电车间应安排变配电工区按时向供电调度提报日检修计划,承修车间、供电车间和抢调车间应做好相关记录。对影响运输的临时性修理按照缺陷处理的类别,可以无日检修计划,但段电调应报局电调请求运输及时停电处理。

3 检修周期



3.1 牵引变电所周期检测试验项目、周期和要求见表 1-1。

表 1-1

序号	设备名称	周期检测	更新	备注
1	变压器	2 年	15-20 年	含油浸电抗器
2	干式变压器、干式互感器、干式电抗器	2 年	10-15 年	系指单独装设的干式设备
3	单装互感器	2 年	YH: 15-20 年 LH: 10-15 年	系指单独装设的互感器
4	隔离开关	2 年	15-20 年	手动
5	隔离开关	2 年	10-15 年	电动
6	直流电源装置	1 年	8-10 年	
7	并补装置	2 年	10-15 年	
8	高压母线	2 年	10-15 年	
9	电力电缆	2 年	15-20 年	
10	低压配电盘	2 年	15-20 年	
11	避雷针	2 年	15-20 年	
12	避雷器	1 年 (雷雨季节前)	10-15 年	
13	接地装置	2 年(6 年开挖检查、	10-15 年	汇流线在内
14	油断路器	2 年	10-15 年	
15	气体断路器	2 年	10-15 年	
16	真空断路器	2 年	10-15 年	
17	串补装置	2 年	8-10 年	
18	接地放电装置	2 年	动作 100 次	
19	远动装置	2 年	8-10 年	
20	保护及自动装置	2 年	8-10 年	

设备周期检测标准和要求按《设备试验标准》相关条款执行。

上表是设备修程及周期的一般性规定，检修部门在对设备检修时，应以每月下达的月度生产计划为准

第一章 牵引变电所一次设备检修工艺及试验标准

1 变压器检修项目、检修工艺及试验标准

1.1 变压器周期检测项目及检修工艺

1.1.1 检查、清扫外壳和套管，必要时局部涂漆：用干净的棉纱或毛巾清扫变压器外壳及绝缘件，变压器的外壳均应清洁无油垢，工作接地及保护接地良好，绝缘件应无脏污、裂纹、破损和放电痕迹，瓷釉剥落面积不得超过 300 mm²。锈蚀面积不得超过总面积的 5%，超过时应除锈涂漆。

1.1.2 检查、紧固法兰及各部螺栓，要求受力均匀适当，不得松动，并有放松措施，螺纹部分要涂油。压力释放阀（防爆管、密封良好，膜片完整。变压器无渗漏油。

1.1.3 检修呼吸器，干燥剂变色超过 2/3 时应更换失效的干燥剂。

1.1.4 检查油枕及其隔膜，检查油位应与温度对应，若不对应的应查明原因并补油或放油，放出集污器内的积水和杂物。

1.1.5 检修冷却装置，各个蝶阀及管路畅通，风扇电机完好，进行手动启动风扇，风扇电机应能工作正常。

1.1.6 检修瓦斯保护，各接点正常、动作正确，连接电缆无锈蚀，绝缘良好，瓦斯继电器无气体、无积水、渗油、引线良好、接线盒无积水或积油，应能正确给出跳闸及报警信号。

1.1.7 检修温度计，各部零件和连线完好，指示正确。运行中的油浸自冷、风冷式变压器，其上层油温超过 70℃应报警；将通风控制开关打至自动位，风冷式变压器当其上层油温超过 55℃时应自动启动风扇，45℃应自动停止风扇。

1.1.8 检修基础、支撑部件、套管和引线。要求钢筋混凝土基础、杆塔、构架应完好，安装牢固，并不得有破损、下沉，各种引线不得松股、断股，连接要牢固，接触良好，张力适当，无过热，相间和对地距离均要符合规定。

1.1.9 检查变压器本体端子箱及接线盒：箱体密封良好、无变形、破损，无锈蚀、接地良好，箱内二次回路绝缘良好、接线正确、端子紧固、接触良好，整洁美观。

1.1.10 检查分接开关位置：三相位置一致，同所主变位置相同，档位符合运行要求，配件齐全，密封良好。

1.1.11 变压器及导管内的变压器油应进行试验，并满足变压器油试验标准。

1.1.12 变压器应开展相关预防性试验，开展的项目、周期及要求按 1.3 变压器试验标准执行。

1.1.13 试运行：检修调试结束，检修工作票消票后，再次确认各项断开的端子、连片、引线等已恢复正常，即装置已恢复正常状态。确认一次、二次设备正常，满足送电条件，由检修负责人应通知变电值班员和供电调度，按照送电程序投入相关一次、二次设备。系统工频电压、电流加入屏内，利用综自后台、调试软件工具检查母线电压、测量电流、保护电流、相位角的值是否合理正确（尤其在线路上有负荷时注意观察），只有确认正常后检修人员才能离开。

1.2 变压器更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》（TB 10421-2003、相关要求）。

1.3 变压器及电抗器试验标准

变压器及电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明	
1	绕组直流电阻	1. 2年 2. 无励磁调压变压器变换分接位置后; 3. 有载调压变压器的分接开关检修后(在所有分接侧); 4. 大修后; 5. 必要时	1. 1.6MVA 以上变压器, 各绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的2%, 无中性点引出的绕组, 线间差别不应大于三相平均值的1% 2. 1.6MVA 及以下的变压器, 相间差别一般不大于三相平均值的4%, 线间差别一般不大于三相平均值的2%; 3. 与以前相同部位测的值比较, 其变化不应大于2%; 4. 电抗器参照执行	1. 如电阻相间差在出厂时超过规定, 制造厂已说明了这种偏差的原因, 按要求中3项执行; 2. 不同温度下的电阻值按下式换算 $R_2 = R_1(T+t_2)/(T+t_1)$ 式中 R_1 、 R_2 分别为在温度 t_1 、 t_2 时的电阻值; T 为计算常熟, 铜导线取235, 铝导线取225; 3. 无励磁调压变压器应在使用的分接锁定后测量	
2	绕组绝缘电阻、吸收比或级化指数	1. 2年 2. 大修后; 3. 必要时	1. 绝缘电阻换算至同一温度下, 与前一次测试结果相比应无明显变化; 2. 吸收比(10~30℃范围)不低于1.3或级化指数不低于1.5	1. 采用2500V或5000V兆欧表; 2. 测量前被试绕组应充分放电; 3. 测量温度以顶层油温为准, 尽量使每次测量温度相近; 4. 尽量在油温低于50℃时测量, 不同温度下的绝缘电阻值一般可按按下式换算 $R_2 = R_1 \times 1.5(t_1 - t_2) / 10$ 式中 R_1 、 R_2 分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值; 5. 吸收比和极化指数不进行温度换算	
3	绕组的 $tg \delta$	电压等级为35KV及以上或容量在1600KVA及以上的设备 1. 2年 2. 大修后; 3. 必要时	1. 20℃时 $tg \delta$ 不大于下列数值: 66~220KV 0.8%, 35KV 及以下 1.5%; 2. $tg \delta$ 值与历年的数值比较不应有显著变化(一般不大于30%); 3. 试验电压如下:	1. 非被试绕组应接地或屏蔽; 2. 同一变压器各绕组 $tg \delta$ 的要求值相同; 3. 测量温度以顶层油温为准, 尽量使每次测量的温度相近; 4. 尽量在油温低于50℃时测量	
			绕组电压10KV及以上		10KV
			绕组电压10KV及以下		U_n
			4. 用M型试验器时试验电压自行规定		
4	电容型套管的 $tg \delta$ 和电容值	电压等级为35KV及以上或容量在1600KVA及以上的设备 1. 2年 2. 大修后; 3. 必要时		1. 用正接法测量; 2. 测量时记录环境温度及变压器(电抗器)顶层油温	

序号	项目	周期	要求	说明												
5	交流耐压试验	1. 大修后(66kV及以下); 2. 更换绕组后; 3. 必要时	1. 油浸变压器(电抗器)试验电压值按中华人民共和国电力行业标准 DL/T596—1996; 2. 干式变压器全部更换绕组时,按出厂试验电压值;部分更换绕组和定期试验时,按出厂试验电压值的0.85倍	1. 可采用变频感应或操作波感应法; 2. 66KV及以下全绝缘变压器,现场条件不具备时,可只进行外施工频耐压试验; 3. 电抗器进行外施工频耐压试验												
6	铁心(有外引接地线的)绝缘电阻	1. 2年 2. 大修后; 3. 必要时	1. 与以前测试结果相比无显著差别; 2. 运行中铁心接地电流一般不大于0.1A	1. 采用2500KV兆欧表(对运行年久的变压器可用1000KV兆欧表); 2. 夹件引出接地的可单独对夹件进行测量												
7	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁心、线圈压环及屏蔽等的绝缘电阻	1. 大修后; 2. 必要时	220KV及以上者绝缘电阻一般不低于500MΩ,其他自行规定	1. 采用2500KV兆欧表(对运行年久的变压器可用1000KV兆欧表); 2. 连接片不能拆开者可不进行												
8	绕组泄漏电流	电压等级为35KV及以上或容量在1600KVA及以上的设备 1. 2年 2. 必要时	1. 试验电压一般如下: <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr> <td>绕组额定电压 kV</td> <td>3</td> <td>6~10</td> <td>20~35</td> <td>66~330</td> <td>500</td> </tr> <tr> <td>直流试验电压 kV</td> <td>5</td> <td>10</td> <td>20</td> <td>40</td> <td>60</td> </tr> </table> 2. 与前一次测试结果相比应无明显变化	绕组额定电压 kV	3	6~10	20~35	66~330	500	直流试验电压 kV	5	10	20	40	60	读取1分钟时的泄漏电流值
绕组额定电压 kV	3	6~10	20~35	66~330	500											
直流试验电压 kV	5	10	20	40	60											
9	绕组所有分接开关的电压比	1. 分接开关引线拆装后; 2. 更换绕组后; 3. 必要时	1. 各相应接头的电压比与铭牌值相比,不应有显著差别,且符合规律; 2. 电压35KV以下,电压比小于3的变压器电压比允许偏差为±1%;其他所有变压器:额定分接电压比允许偏差为±0.5%;其他分接开关的电压比应在变压器阻抗电压值(%、的1/10以内)但不得超过±1%													
10	校验三相变压器的组别或单项变压器极性	更换绕组后	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致													
11	有载调压装置的试验和检查 1. 检查动作顺序,动作角度; 2. 操作试验:变压器带电时手动操作、电动操作、远方操作各2个循环; 3. 检查和切换测试: a 测量过渡电阻的阻	1. 2年或按制造厂要求; 2. 大修后; 3. 必要时	范围开关、选择开关、切换开关的动作顺序应符合制造厂的技术要求,其动作角度应与出厂试验记录相符。 手动操作应轻松,必要时用力矩表测量,其值不超过制造厂的规定,电动操作应无卡滞,没有连动现象,电气和机械限委动作正常。 与出厂值相符 三相同步的偏差、切换时间的数值及正反向切换时间的偏差均与制造厂的技术要求相符。 动、静触头平整光滑,触头烧损厚度不超过制造厂的规定值,回路连线良好。 按制造厂的技术要求无扫孙或变动。 接触器、电动机、传动齿轮、辅助节点、位置指示器、计数器等工作正常。 符合制造厂的技术要求,击穿电压一般不低于25KV。	有条件时进行												

序号	项目	周期	要求	说明
	值; b 测量切换时间; c 检查插入触头、动静触头的接触情况,电气回路的连接情况; d 单、双数触头间非线性电阻的试验; e 检查单、双数触头间放电间隙。 4. 检查操作箱; 5. 切换开关室变压器油试验; 6. 二次回路绝缘试验		绝缘电阻一般不低于 $1M\Omega$	
12	测温装置及二次回路试验	1. 2 年; 2. 大修后; 3. 必要时	密封良好,指示正确,测温电阻值应和出厂值相符 大修和必要时,检测绝缘电阻一般不低于 $1M\Omega$	测量绝缘电阻采用 2500V 兆欧表
13	整体密封检查	大修后	35kV 及以下管状和平面油箱变压器采用超过油枕顶部 0.6m 油柱试验(约 5kPa 压力),对于波纹油箱和有散热器的油箱采用超过油枕顶部 0.3m 油柱试验(约 2.5kPa 压力)试验时间 12 小时无渗透。	试验时带冷却器,不带压力释放装置
14	冷却装置及其二次回路检查试验	1. 自行规定; 2. 大修后; 3. 必要时	1. 投运后,流向,温升和声响正常,无渗漏; 2. 强油水冷装置的检查 and 试验,按制造厂规定; 3. 大修和必要时,检测绝缘电阻一般不低于 $1M\Omega$	测量绝缘电阻采用 2500V 兆欧表
15	套管中的电流互感器绝缘试验	1. 大修后; 2. 必要时	绝缘电阻一般不低于 $1M\Omega$ 。	采用 2500V 兆欧表
16	全电压下空载合闸	更换绕组后	1. 全部更换绕组,空载合闸 5 次,每次间隔 5 分钟; 2. 部分更换绕组,空载合闸 3 次,每次间隔 5 分钟	1. 在使用分接上进行; 2. 由变压器高压或中压侧加压; 3. 110KV 及以上的变压器中性点接地
17	阻抗试验	必要时	与出厂值相差在 $\pm 5\%$,与三相或三相平均值相差在 $\pm 20\%$ 范围内	适用于电抗器,如受试验条件限制可在运行电压下测量
18	瓦斯继电器试验	1. 2 年 2. 大修后 3. 必要时	1. 大修和必要时瓦斯继电器送电力部门检验; 2. 周期检查继电器动作可靠;进行传动试验,信号显示正常	

1.3.2 干式变压器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绕组直流电阻	1. 2年 2. 大修后	1. 相间差别一般不大于平均值得4%，相间差别不应大于平均值的2% 2. 与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于2% 3. 电抗器参照执行	不同温度下的电阻值按下式换算： $R_t = R_1 (T+t_2) / (T+t_1)$ 式中 R_1 、 R_2 分别为在温度 t_1 、 t_2 时的电阻值； T 为电阻温度常数，铜导线取 235，铝导线取 225
2	绕组、铁芯绝缘电阻	1. 2年 2. 大修后	绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化，一般不低于上次值得70%	采用 2500V 或 5000V 兆欧表
3	交流耐压试验	1. 2年 2. 大修后 (66kV 及以下)；	全部更换绕组时，按出厂试验电压值；部分更换绕组和定期试验时，按出厂试验电压值的 0.85 倍	
4	测温装置及二次回路试验	1. 2年 2. 大修后	1. 按制造厂的技术要求 2. 指示正确，测温电阻应和出厂值相符 3. 绝缘电阻一般不低于 1M	1. 采用 2500V 兆欧表(对运行年久的变压器可用 1000V 兆欧表) 2. 连接片不能拆开者可不进行

2 SF6 断路器检修项目、检修工艺及试验标准

2.1 SF6断路器周期检测项目及检修工艺

开展此项工作必需做到两点：(1)、断路器处于分闸位置，(2)、合闸弹簧已释能。释能方法：操作机构检查前必须先断开储能机电源，然后操作断路器合、分闸各一次致使弹簧释能。

2.1.1 检查、清扫外壳和套管，必要时局部涂漆：用干净的棉纱或毛巾清扫断路器外壳及绝缘件，断路器的外壳均应清洁无油垢，工作接地及保护接地良好，绝缘件应无脏污、裂纹、破损和放电痕迹，瓷釉剥落面积不得超过 300 mm²。锈蚀面积不得超过总面积的 5%，超过时应除锈涂漆。

2.1.2 检查基础、底架部件和引线。紧固法兰及各部螺栓，要求受力均匀适当，不得松动，并有放松措施、螺纹部分要涂油。钢筋混凝土基础、构架应完好，安装牢固，并不得有破损、下沉，各种引线不得松股、断股，连接要牢固，接触良好，张力适当，无过热，相间和对地距离均要符合规定。

2.1.3 检查分合闸指示器，应与实际状态相符，后台及保护测控盘分合闸指示与实际状态相符。

2.1.4 检查弹簧储能情况正常，指示器应与实际状态相符。

2.1.5 检修操作箱内的加热器的投退符合厂家规定。

2.1.6 气体密封性检查、气体压力是否正常，密度计指针的位置应在绿色区域；压力降低，应能正确给出闭锁及报警信号。

2.1.7 操动机构维护

2.1.7.1 检查加热器的工作是否正常，检查表面热量并无过热迹象，对于温控加热器，利用温控器检查，检查温控器上的端子上给和断电压的工作是否正常；

2.1.7.2 继电器检查：通过断路器的操作顺序来检查继电器的动作情况，要求断路器无拒动误动，正确给出信号。

2.1.7.3 接线端子紧固：电气柜退出运行时，检查导体上的连接头和线头是否正确和紧固。

2.1.7.4 各摩擦及活动部分应注润滑油，保证活动灵活。注意：国外原装或合资产品应使用产品说明书规定品牌润滑油。

2.1.7.5 操作机构箱密封良好，箱体无变形、破损，无锈蚀、接地良好，电动机及二次回路绝缘良好、接线正确、端子紧固、接触良好，整洁美观。

2.1.8 SF6 断路器应进行试验，开展的项目、周期及要求按 2.3 SF6 断路器试验标准执行。

2.1.9 整组试验：检修、试验作业完毕后，电调、现场检修人员必须对相关检修真空断路器进行遥控、遥信和就地分合闸操作，以及保护动作试验，要求断路器无拒动误动，正确给出断路器状态信号。正确后方可消除作业命令。

2.1.10 试运行：检修调试结束，检修工作票消票后，再次确认各项断开的端子、连片、引线等已恢复正常，即装置已恢复正常状态。确认一次、二次设备正常，满足送电条件，由检修负责人应通知变电值班员和供电调度，按照送电程序投入 SF6 断路器。要求断路器无拒动误动，正确给出断路器状态信号。

2.2 SF6断路器更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》(TB 10421-2003)相关要求。

2.3 SF6断路器试验标准

2.3.1 SF₆断路器试验项目、周期和要求（国外原装或合资产品可以适当延长周期1-2年，根据设备状况按段生产计划执行）

序号	项目	周期	要求	说明
1	SF ₆ 气体泄漏试验	1. 大修后； 2. 必要时	年漏气率不大于1%或按制造厂要求	1. 按 GB11023 方法进行； 2. 对电压等级较高的断路器以及 GIS，因体积大可用聚不包扎法检漏，每个密封部位包扎后历时 5 小时，测得的 SF ₆ 气体含量（体积分数）不大于 30×10^{-6}
2	辅助回路和控制回路绝缘电阻	必要时	绝缘电阻不低于 2MΩ	采用 500V 或 1000V 兆欧表
3	耐压试验	1. 大修后（66kV 及以下）； 2. 必要时	交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压值的 80%	1. 试验在 SF ₆ 气体额定压力下进行； 2. 对 GIS 试验时不包括其中的电磁式电压互感器及避雷器，但在投运前应对它们进行试验电压值为 U _m 的 5 分钟耐压试验； 3. 罐式断路器的耐压试验方式：合闸对地；分闸状态两端接地。建议在交流耐压试验的同时测量局部放电。 4. 对瓷柱式定开距型断路器只作端口间耐压
4	辅助回路和控制回路交流耐压试验	大修后	试验电压为 2kV	耐压试验后的绝缘电阻值不应降低
5	断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和 tg δ	1. 大修后； 2. 必要时	瓷柱式断路器各断口同时测量，测得的电容值和 tg δ 与原始值比较，应无明显变化	大修时，对瓷柱式断路器应测量电容器和断口并联后整体的电容值和 tg δ，作为该设备的原始数据
6	合闸电阻值和合闸电阻的投入时间	1. 大修后； 2. 必要时	1. 除制造厂另有规定外，阻值变化允许范围不得大于 ±5%； 2. 合闸电阻的有效接入时间按制造厂规定校核	罐式断路器的合闸电阻不设在罐体内部，只有解体大修时才能测定
7	断路器的时间参量	1. 大修后； 2. 机构大修后	除制造厂另有规定外，断路器的分、合闸同期性应满足下列要求： 相间合闸不同期不大于 5ms； 相间分闸不同期不大于 3ms； 同相各断口间合闸不同期不大于 3ms； 同相各断口间分闸不同期不大于 2ms	
8	断路器的速度特性	大修后	测量方法和测量结果应符合制造厂规定	制造厂无要求时不测
9	分、合闸电磁铁的动作电压	1. 2 年； 2. 大修后； 3. 机构大修后	1. 操动机构分、合闸电磁铁或合闸接触器端子上的最低动作电压应在操作电压额定值的 30% ~ 65% 之间 2. 在使用电磁机构时，合闸电磁铁线圈通流时的端电压为操作电压额定值的 80%（关合电流峰值等于及大于 50kA 时为 85%）时应可靠动作； 3. 进口设备按制造厂规定	
10	导电回路电阻	1. 2 年； 2. 大修后	敞开式断路器的测量之不大于制造厂规定值的 120%	

序号	项目	周期	要求	说明
11	分、合闸线圈直流电阻	1. 大修后; 2. 机构大修后	应符合制造厂规定	
12	SF ₆ 气体密度监视器(包括整定值)检验	1. 大修后; 2. 必要时	按制造厂规定	
13	压力表效验(或调整), 机构操作压力(气压、液压)整定值校验, 机械安全阀校验	1. 大修后; 2. 必要时	按制造厂规定	对气动机构校验各级气压的整定值(减压阀及机械安全阀)
14	操作机构在分闸、合闸、重合闸下的操作压力(气压、液压)下降值	1. 大修后; 2. 机构大修后	应符合制造厂规定	
15	液(气)压操作机构的泄漏试验	1. 大修后; 2. 必要时	按制造厂规定	应在分、合闸位置下分别试验
16	油(气)泵补压及零起打压的运转时间	1. 大修后; 2. 必要时	应符合制造厂规定	
17	液压机构及采用差压原理的气动机构的防失压慢分试验	1. 大修后; 2. 机构大修后	按制造厂规定	
18	闭锁、防跳跃及防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能	1. 大修后; 2. 必要时	按制造厂规定	

2.3.2 运行中 SF₆ 气体的试验项目、周期和要求

序号	名称	周期	要求	说明
1	湿度(20℃体积分数) 10 ⁻⁶	必要时	1. 断路器灭弧室气室 大修后不大于 150, 运行中不大于 300; 2. 其他气室 大修后不大于 250, 运行中不大于 500	1. 按 GB12022SD306《六氟化硫气体中水分含量测定法(电解法)》和 DL506-92《现场 SF ₆ 气体水分测定方法》进行 2. 新装及大修后 1 年内复测 1 次。 3. 根据厂家说明书要求进行。
2	密度(标准状态下), kg/m ³	必要时	6.16	1. 按 SD308《六氟化硫气体中密度测定法》进行 2. 根据厂家说明书要求进行。
3	毒性	必要时	无毒	1. 按 SD308《六氟化硫气体毒性生物试验方法》进行 2. 根据厂家说明书要求进行。
4	酸度 μg/g	必要时	≤0.3	1. 按 SD307《六氟化硫气体中酸度测定法》进行 2. 根据厂家说明书要求进行。
5	四氟化碳(质量分数)%	必要时	1. 大修后 ≤0.05; 2. 运行中 ≤0.2	1. 按 SD311《六氟化硫新气中空气-四氟化硫的气相色谱测定法》进行 2. 根据厂家说明书要求进行。
6	空气(质量分数)%	必要时	1. 大修后 ≤0.05; 2. 运行中 ≤0.2	
7	可水解氟化物 μg/g	必要时	≤1.0	1. 按 SD309《六氟化硫气体中可水解氟化物含量测定法》进行 2. 根据厂家说明书要求进行。
8	矿物油 μg/g	必要时	≤10	1. 按 SD310《六氟化硫气体中矿物油含量测定法(红外光谱法)》进行 2. 根据厂家说明书要求进行。

3 真空断路器检修项目、检修工艺及试验标准

3.1 真空断路器周期检测项目及检修工艺

开展此项工作必需做到两点:(1)、断路器处于分闸位置,(2)、合闸弹簧已释能。释能方法:操作机构检查前必须先断开储能电机电源,然后操作断路器合、分闸各一次致使弹簧释能。

3.1.1 外观检查与清洁

3.1.1.1 用干净的棉纱或毛巾清扫断路器外壳及绝缘件,要求各部件清洁,无破损和裂纹,绝缘件无放电痕迹瓷釉剥落面积不大于 300 平方毫米。

3.1.1.2 接地装置完好,运行时本体接地良好。

3.1.1.3 铁件无锈蚀,底架无变形和扭曲,车轮转动灵活、无卡滞。

3.1.1.4 电气连接牢固可靠,接触良好,紧固件齐全紧固。

3.1.1.5 计数器本体无破损,计数正确,累计次数超过机械寿命应停止使用,进行大修更换。

3.1.1.6 观察窗玻璃清洁,无破损。

3.1.1.7 铭牌清晰。

3.1.1.8 机构传动关节润滑有油,保证活动灵活。注意:国外原装或合资产品应使用产品说明书规定品牌润滑油。

3.1.1.9 所有二次线及端子排、端子头,要求排线整齐、标注清晰,绝缘电阻大于 1MΩ(必要时测试),转换开关转换可靠。

3.1.2 灭弧室检查

3.1.2.1 灭弧室无放电痕迹,屏蔽罩无氧化,无变色,无水珠。

3.1.2.2 必要时用加压法检查真空灭弧室真空度,加压过程中,允许灭弧室内部出现非连续性辉光或零星火星,但不得发生贯穿性放电。

3.1.3 导流回路检查

3.1.3.1 电气连接要求接触良好，连接紧固。

3.1.3.2 隔离触指指瓣及护套齐全、完好、清洁、弹性适当，接触面无烧伤痕迹。在运行位置时，墙上触头插入鸭嘴的深度 $\leq 35\text{mm}$ ，顶端离鸭嘴根部有 $5\sim 8\text{mm}$ 间隙。

3.1.3.3 软铜片连接可靠，无断片和烧灼痕迹。

3.1.4 检调触头开距及机构相关尺寸

断路器一般不需要进行拆卸和调整，但应按要求检查其机械参数，如触头开距、超行程、油缓冲器行程等，检查完毕应手动合、分 $3\sim 5$ 次，再进行电动操作。断路器上装有机械联锁装置，只有当断路器触头与静触头接插良好，且联锁杆锁入运行位置联锁孔时，断路器才能合闸且不移位。当断路器要退出时，应分闸并将联锁杆退出联锁孔，再将断路器退至试验位置。

3.1.4.1 测量断路器的行程和超行程时，应在真空灭弧室上固定一基准面，用直尺或游标卡尺测量真空灭弧室触头杆在分闸位置时 L_F 、 H_F 和合闸位置时 L_H 、 H_H 值，则：

总行程： $L_Z = L_F - L_H$

触头开距： $H_K = H_F - H_H$

超行程： $H_L = L_Z - H_K$

触头累计烧损： $\Delta H = H_1 - H_2$ H_1 —大、中修后原始值； H_2 —本次测量值。

缓冲器行程： $H_C = H_V - F_V$ H_V 、 F_V —断路器在合、分位置时缓冲器测量值。

若真空断路器触头磨损未超过动静触头允许磨损累计厚度，且断口一分钟工频耐压满足技术参数，则仍具有开断能力，可继续使用。否则，应予以更换。

注：GSR+系列不作该项检测

3.1.5 操作机构检查

3.1.5.1 各部件正常完好，无扭曲和变形、无积污，各固定螺栓、轴销、开口销齐全牢靠，开口销开口角度不小于 60° 。各连杆连接深度不小于杆的直径。连接处无裂纹、松动，螺纹无滑扣及其它异常现象。

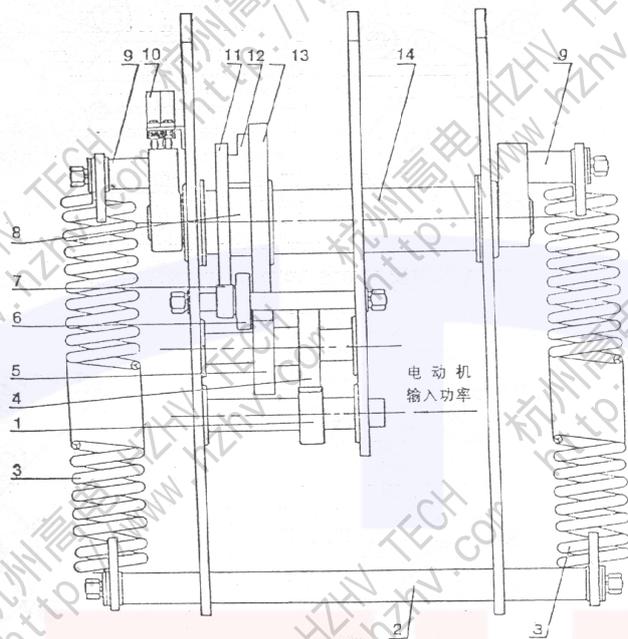
3.1.5.2 用手柄进行分合闸操作，检查操作机构动作情况和接点转换情况。

3.1.5.3 各传动件运动灵活，无卡滞，活动部位润滑有油，分合闸指示牌与实际状况相符。

3.1.5.4 辅助联锁接点转换正确，闭合时接触良好。

3.1.5.5 西安高压研究所弹簧储能机构的调试

3.1.5.5.1 电动储能：上电未储能时，行程开关CK 闭合，电机受电转动，带动齿轮 A（见图三），通过 B 构成一级减速，C 和 D 构成二级减速，齿轮 D 同时带动驱动爪，驱动爪在运动过程中与驱动块咬合后带动储能轴转动，实现合闸弹簧储能，弹簧储能到位时，摇臂推动行程开关，切断储能电机电源；离合



图三 储能单元示意图

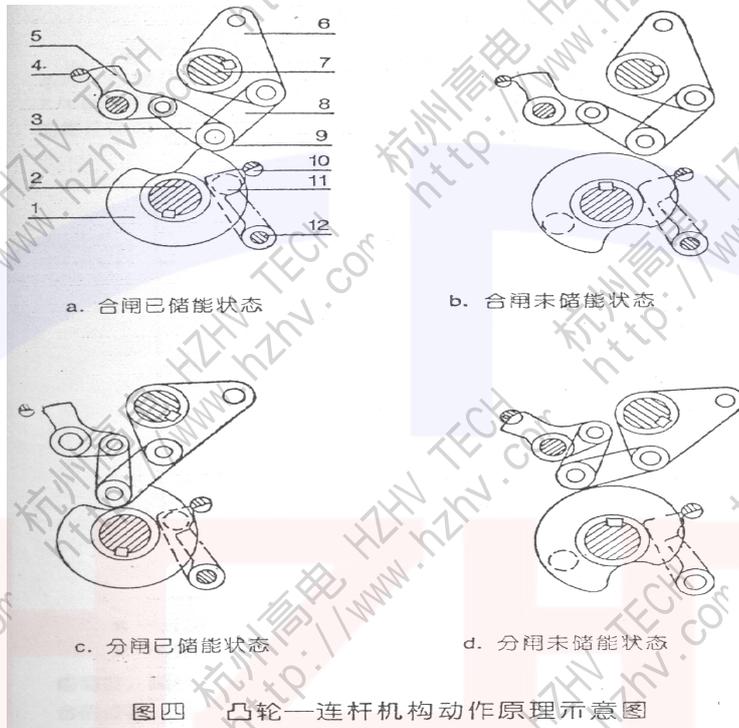
1. 齿轮 A 2 挂簧轴 3. 合闸弹簧 4. 齿轮 B 5. 齿轮 C 6. 离合推轮
7. 止动棘爪 8. 驱动块 9. 摇臂 10. 行程开关 11. 棘轮 12. 驱动爪
13. 齿轮 D 14. 储能轴

推轮将驱动爪抬起脱离驱动块，从而保证储能机械在机械系统惯性下不被损坏。

3.1.5.5.2 人力储能操作：将人力储能操作手柄插入储能摇臂的插孔中，然后上、下摆动（约 35°），通过摇臂上的棘爪驱动棘轮，并带动储能轴转动实现合闸弹簧储能。

3.1.5.5.3 合闸操作：当机构的合闸弹簧储能完毕后，凸轮—连杆机构处于图 4 所示状态，合闸弹簧因掣子的作用而保持储能状态，使凸轮滚子有顺时针方向运动的趋势。此时若将合闸脱扣轴按顺时针方向转动至脱扣位置（约 20°），储能保持掣子扣板将向顺时针方向迅速运动，合闸弹簧快速释放能量，带动凸轮沿顺时针方向迅速转动。同时，连杆机构在凸轮的驱动下运动至合闸位置图 4b 所示位置，从而完成合闸，若此时合闸弹簧进行储能，储能到位时，凸轮—连杆机构达到图 4a 状态。

3.1.5.5.4 分闸操作：机构的合闸状态是由连杆机构的扣板和半轴来保持的，扣板在断路器负载力下有



解扣方向（逆时针）运动的趋势，此时，若将分闸半轴沿逆时针方向转动至脱扣位置（约 20°），扣板迅速沿逆时针方向运动，连杆机构的平衡状态被解除，在断路器负载力作用下运动至分闸位置（图 4c 或 d）。

3.1.5.5.5 储能电动机通电检查，要求运行平稳。

3.1.5.5.6 手动分合闸按钮与铁芯间隙为 3-5mm。

3.1.5.5.7 分合闸铁芯在线圈失电的情况下，经复位弹簧复位后，铁芯与掣子档板应有 5-8mm 间隙，铁芯活动灵活，无卡滞现象。

3.1.5.5.8 辅助开关在分合闸位置时，应可靠转换，闭合接点应闭合良好，断开接点应可靠断开，其断开接点间的绝缘电阻 ≥ 10 兆欧（500 伏兆欧表）。

3.1.5.5.9 行程开关在弹簧储到时应可靠断开。

3.1.5.5.10 检修完毕，手动和电动各分合闸 3 次（馈线 5 次），各部位应动作灵活、无卡滞现象。如有一次拒分、拒合，均应调整分合闸掣子、档板与铁芯间隙，不得臆测行事，认为值班员操作不当。如合闸时带分闸，则应调整分闸掣子间隙。

3.1.5.5.11 其它机械部分的检查和注油。

3.1.6 川电弹簧储能操作机构

3.1.6.1 机构原理如图 5。

3.1.6.2 储能电动机通电检查，运行平稳，行程开关在弹簧储到时应可靠断开。

3.1.6.3 手动分合闸按钮与铁芯的间隙 3-5mm。

3.1.6.4 分合闸铁芯在线圈失压的情况下，经复位弹簧复位后，铁芯与掣子档板的距离应有 5-8mm，铁芯活动灵活、无卡滞现象。

3.1.6.5 分闸挚子应调整适当，当开关合闸时带分闸，分闸挚子调试过弱，使合闸保持不住；如分不下闸，则分闸挚子调试过强。分闸顶子与合闸保持滚轮的中心必须对齐，误差不得超过 1mm。

3.1.6.6 检修完毕，手动和电动各分合闸 3 次（馈线 5 次），各部位应动作灵活、无卡滞现象。如有一次拒分、拒合或合不上，都应仔细检查和重新调试分闸挚子，不得臆测行事，认为值班员操作不当或其它原因造成。

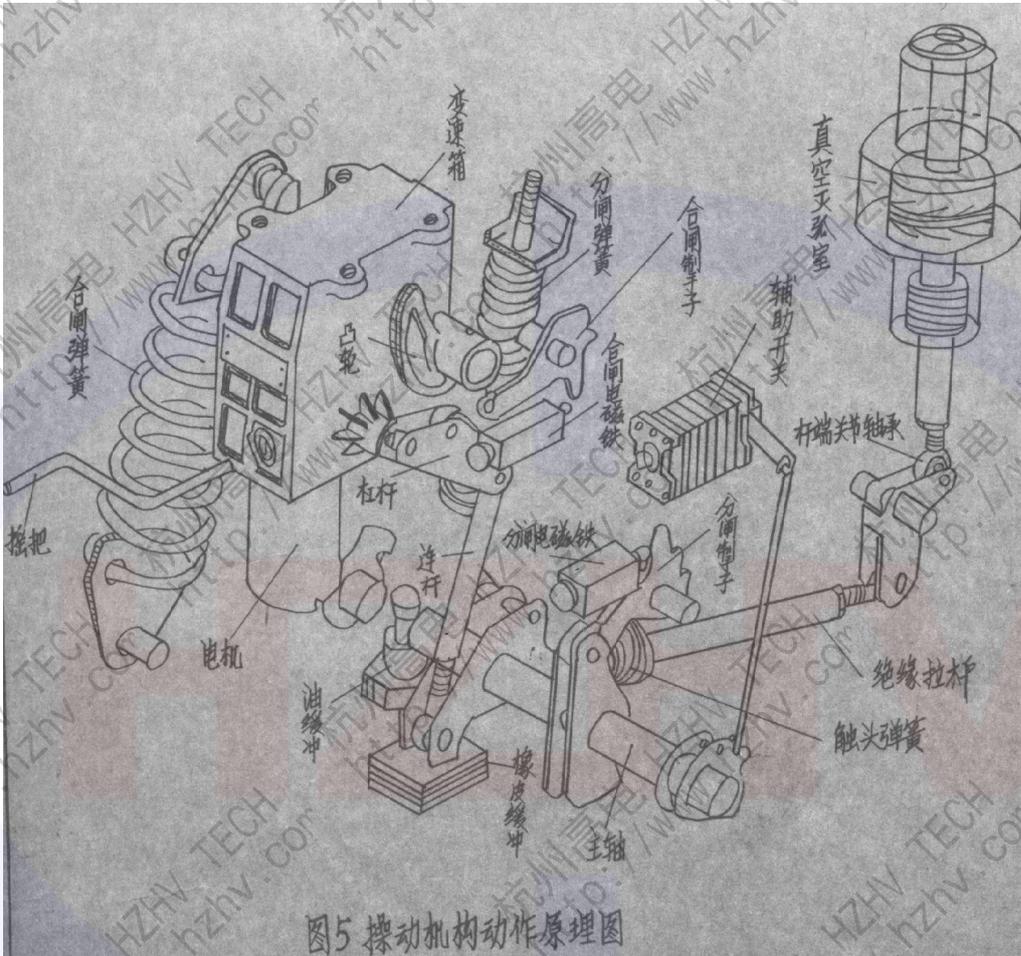


图5 操动机构动作原理图

3.1.7 ABB 弹簧储能操作机构

3.1.7.1 机构原理如图 6、图 7

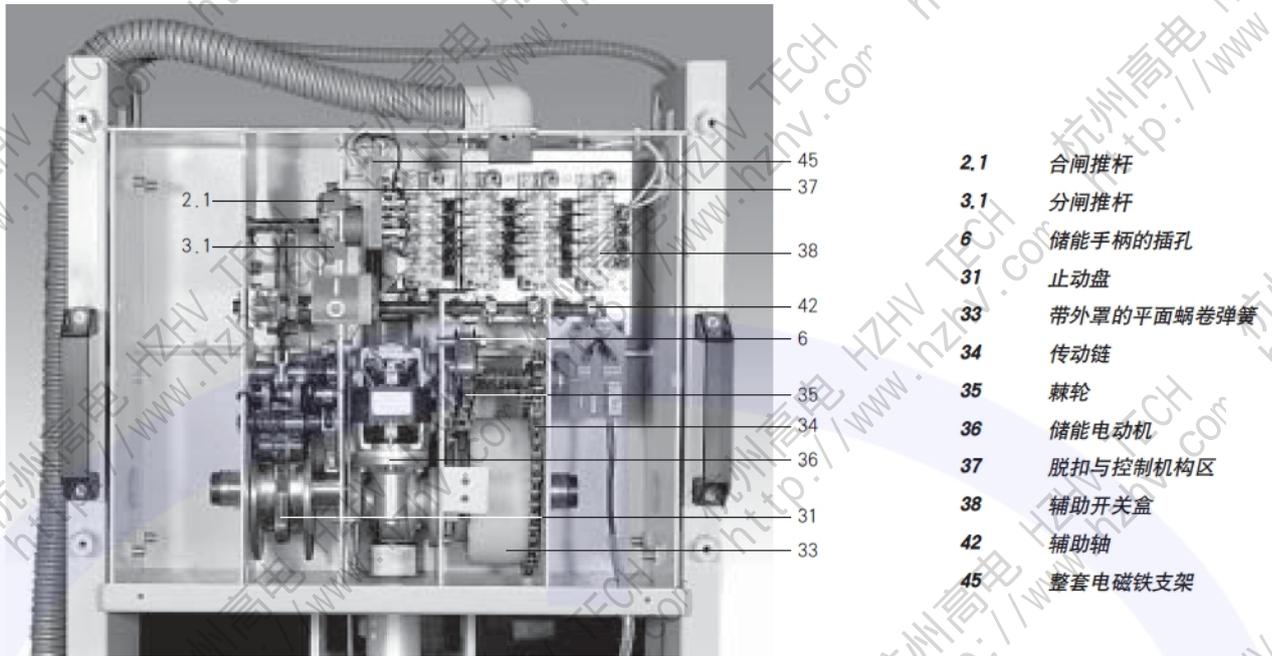


图 6：面板卸去后的平面蜗卷弹簧式操动机构与辅助设备视图

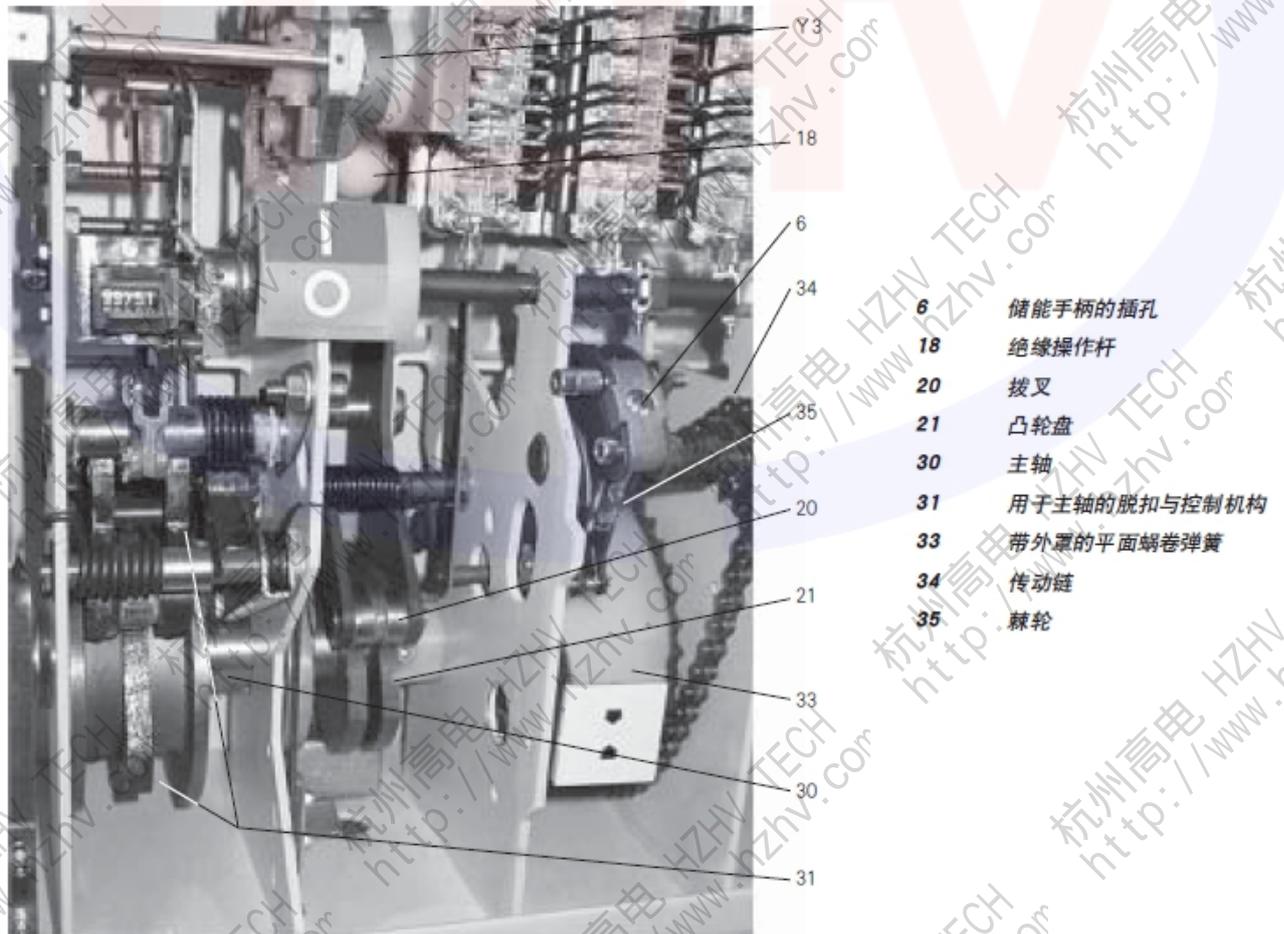


图 7：卸去了储能电动机的操作机构视图

3.1.7.2 弹簧的储能检查 断路器配储能电机时，自动进行储能；若储能电机断开，能手动继续进行并

完成储能。

3.1.7.3 储能电动机通电检查，运行平稳，行程开关在弹簧储到位时应可靠断开。

3.1.7.4 手动分合闸按钮与铁芯的间隙 3-5mm。

3.1.7.5 分合闸铁芯在线圈失压的情况下，经复位弹簧复位后，铁芯与掣子档板的距离应有 5-8mm，铁芯活动灵活、无卡滞现象。

3.1.7.6 对止动盘、支承轴、滑动和滚动部件表面重新涂抹润滑脂，润滑脂牌号为 Isoflex Topas NB52 (Kluber 公司的产品)，ABB 公司的供货单编号为 GCE0007249P0100。

3.1.7.7 检修完毕，手动和电动各分合闸 3 次（馈线 5 次），各部位应动作灵活、无卡滞现象。如有一次拒分、拒合或合不上，都应仔细检查和重新调试分闸掣子，不得臆测行事，认为值班员操作不当或其它原因造成。

3.1.8 真空断路器应进行试验，开展的项目、周期及要求按 3.3 真空断路器试验标准执行。

3.1.9 整组试验：检修、试验作业完毕后，电调、现场检修人员必须对相关检修真空断路器进行遥控、遥信和就地分合闸操作，以及保护动作试验，要求断路器无拒动误动，正确给出断路器状态信号。正确后方可消除作业命令。

3.1.10 试运行：检修调试结束，检修工作票消票后，再次确认各项断开的端子、连片、引线等已恢复正常，即装置已恢复正常状态。确认一次、二次设备正常，满足送电条件，由检修负责人应通知变电值班员和供电调度，按照送电程序投入真空断路器。要求断路器无拒动误动，正确给出断路器状态信号。

3.2 真空断路器更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》（TB 10421-2003、相关要求）。

3.3 真空断路器试验标准

3.3.1 真空断路器试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明			
1	绝缘电阻	1. 2 年; 2. 大修后	1. 整体绝缘电阻参照制造厂规定或自行规定; 2. 断口和用有机物制成的提升杆的绝缘电阻不应低于下表中的数值 (MΩ);				
			试验类别		额定电压 kV		
					<24	25~27.5	55
			大修后		1000	2500	5000
	运行中	300	1000	3000			
2	交流耐压试验 (断路器主回对地、相间及断口、	1. 2 年 (12kV 以下); 2. 大修后; 3. 必要时 (40.5、72.5kV)	断路器在分、合闸状态下分别进行, 试验电压值按 DC/T593 规定值	1. 更换或干燥后的绝缘提升杆必须进行耐压试验, 耐压设备不能满足时可分段进行; 2. 相间、相对地及断口的耐压值相同			
3	辅助回路和控制回路交流耐压试验	1. 2 年; 2. 大修后	试验电压为 2kV				
4	导电回路电阻	1. 2 年; 2. 大修后	1、大修后应符合制造厂规定; 2、运行中自行规定, 建议不大于 1.2 倍出厂值	用直流压降法测量, 电流不小于 100A			

序号	项目	周期	要求	说明
5	断路器的合闸时间和分闸时间,分、合闸的同期性,触头开距,合闸时的弹跳过程	1. 2年; 2. 大修后	应符合制造厂规定	在额定操作电压下进行
6	操作机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的最低动作电压	1. 2年; 2. 大修后	1. 操作机构分、合闸电磁铁或合闸接触器端子上的最低动作电压应在操作电压额定值30%~65%间,在使用电磁机构时,合闸电磁铁线圈通流时的端子电压为操作电压额定值80%(关合峰值电流等于或大于50kV时为85%)时应可靠动作; 2. 进口设备按制造厂规定	
7	合闸接触器和分、合闸电磁铁线圈的绝缘电阻和直流电阻	大修后	1. 绝缘电阻不应小于2MΩ 2. 直流电阻应符合制造厂规定	采用1000V兆欧表
8	真空灭弧室真空度的测量	必要时	自行规定	有条件时进行
9	检查动触头上的软联结夹片有无松动	大修后	应无松动	

3.3.2 干式电流互感器试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绕组及末屏的绝缘电阻	1. 35KV及以上: 2年; 10KV: 6年 2. 大修后 3. 必要时	1. 一次绕组对末屏及对地、各二次绕组间及其对地的绝缘电阻与出厂值及历次数据比较,不应有显著变化,一般不低于出厂值及初始值的70% 2. 电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻一般不低于1000MΩ	1. 采用2500V兆欧表
2	tan δ及电容量	35KV及以上: 1. 3年一次 2. 大修后 3. 必要时	1. 主绝缘电容量与初始值或出厂值差别超过±5%时应查明原因。 2. 参考厂家技术条件进行,无厂家技术条件时,主绝缘tan δ不应大于0.5%,且与历年数据比较,不应有显著变化 3. 当电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时,应测量末屏对地tg δ,其值不大于2%	1. 只对35KV及以上电容型互感器进行 2. 当tan δ值与出厂值或上一次试验值比较有明显增长时,应综合分析tan δ与温度、电压的关系,当tan δ随温度明显变化或试验电压由10kV升到 $U_n/\sqrt{3}$ 时,tan δ增量超过±0.3%,不应继续运行。 3. 对具备测试条件的电容型互感器,可以用带电测试tan δ及电容量代替
3	交流耐压试验	1. 35KV及以上: 必要时 2. 10kV: 6年	1. 一次绕组按出厂值的80%进行。10KV电流互感器耐压试验按35KV进行 2. 二次绕组之间及末屏对地为2kV,可用2500V兆欧表代替。	
4	局部放电测量	1. 110KV及以上 2. 必要时	在电压为 $1.2U_n/\sqrt{3}$ 时,视在放电量不大于50pC	
5	各分接头的变比检查	1. 大修后 2. 必要时	1. 与铭牌标志相符 2. 比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化,并符合等级规定。	1. 对于计量计费用,绕组应测量比值差和相位差。

7	校核励磁特性曲线	必要时	与同类型互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较，应无明显差别	继电保护有要求时进行
---	----------	-----	----------------------------------	------------

4 互感器检修项目、检修工艺及试验标准

4.1 互感器周期检测项目及检修工艺

4.1.1 检查、清扫外壳和套管，必要时局部涂漆：用干净的棉纱或毛巾清扫变压器外壳及绝缘件，变压器的外壳均应清洁无油垢，工作接地及保护接地良好，绝缘件应无脏污、裂纹、破损和放电痕迹，瓷釉剥落面积不得超过 300 mm²。锈蚀面积不得超过总面积的 5%，超过时应除锈涂漆。

4.1.2 检查紧固法兰及各部螺栓，要求受力均匀适当，不得松动，并有放松措施，螺纹部分要涂油。

4.1.3 检修基础、支撑部件和引线。要求钢筋混凝土基础、杆塔、构架应完好，安装牢固，并不得有破损、下沉，各种引线不得松股、断股，连接要牢固，接触良好，张力适当，无过热，相间和对地距离均要符合规定。

4.1.4 检查互感器本体接线盒：箱体密封良好、无变形、破损，无锈蚀、接地良好，箱内二次回路绝缘良好、接线正确、端子紧固、接触良好，整洁美观。

4.1.5 检查油位及金属膨胀器，检查油位应与温度对应，若不对应的应查明原因并补油或放油，放出顶部的积水和杂物，膨胀器要求配件齐全，密封良好，无渗油及漏油。

4.1.6 互感器内的变压器油应进行试验，并满足变压器油试验标准。

4.1.7 变压器应开展相关预防性试验，开展的项目、周期及要求按 4.3 互感器试验标准执行。

4.1.8 检修调试结束，检修工作票消票后，再次确认各项断开的端子、连片、引线等已恢复正常，即装置已恢复正常状态。确认一次、二次设备正常，流互二次不得开路、压互二次不得短路，满足送电条件，由检修负责人应通知变电值班员和供电调度，按照送电程序投入相关一次、二次设备。利用综自后台、调试软件工具检查母线电压、测量电流、保护电流、相位角的值是否合理正确（尤其在线路上有负荷时注意观察）

4.2 互感器更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》（TB 10421-2003）相关要求。

4.3 互感器试验标准

4.3.1 电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明																			
1	绕组的绝缘电阻	1. 2年; 2. 大修后; 3. 必要时	绕组绝缘电阻与初始值及历次数据比较, 不应有显著变化	采用 2500V 兆欧表																			
2	tg δ 和电容值	1. 2年; 2. 大修后; 3. 必要时	1. 主绝缘 tg δ (%) 应小于下面的数值, 且与历年数据比较, 不应有显著变化;	1. 主绝缘 tg δ 试验电压为 10KV, 末屏对地 tg δ 试验电压为 1KV; 2. 油纸电容型 tg δ 一般不进行温度换算, 当 tg δ 值与出厂值或上一次试验值比较有明显增长时, 应综合分析 tg δ 与温度、电压的关系, 当 tg δ 随温度明显变化或试验电压由 10KV 升到 Um/3 的 1/2 时, tg δ 增量超过 ±0.3%, 不应继续运行 3. 固体绝缘互感器可不进行 tg δ 测量																			
			<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">电压等级 KV</th> <th>20-35</th> <th>66-110</th> <th>220</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">大修后</td> <td>油纸电容型</td> <td>—</td> <td>1.0</td> <td rowspan="3">0.6</td> </tr> <tr> <td>充油型</td> <td>3.0</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td>胶纸电容型</td> <td>2.5</td> <td>3.0</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">运行中</td> <td>油纸电容型</td> <td rowspan="3">—</td> <td rowspan="3">1.0</td> <td rowspan="3"></td> </tr> <tr> <td>充油型</td> </tr> <tr> <td>胶纸电容型</td> </tr> </tbody> </table>		电压等级 KV		20-35	66-110	220	大修后	油纸电容型	—	1.0	0.6	充油型	3.0	2.0	胶纸电容型	2.5	3.0	运行中	油纸电容型	—
电压等级 KV		20-35	66-110	220																			
大修后	油纸电容型	—	1.0	0.6																			
	充油型	3.0	2.0																				
	胶纸电容型	2.5	3.0																				
运行中	油纸电容型	—	1.0																				
	充油型																						
	胶纸电容型																						
3	交流耐压试验	1. 2年 (20KV 及以下); 2. 大修后 (66kV 及以下) 3. 必要时	1. 一次绕组按出厂值的 85% 进行。出厂值不明的按下列电压进行试验。	2. 二次绕组之间及末屏对地为 2KV; 3. 全部更换绕组绝缘后, 应按出厂值进行																			
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>电压等级 KV</th> <th>3</th> <th>6</th> <th>10</th> <th>15</th> <th>20</th> <th>35</th> <th>66</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>试验电压 KV</td> <td>15</td> <td>21</td> <td>30</td> <td>38</td> <td>47</td> <td>72</td> <td>120</td> </tr> </tbody> </table>		电压等级 KV	3	6	10	15	20	35	66	试验电压 KV	15	21	30	38	47	72	120			
			电压等级 KV		3	6	10	15	20	35	66												
试验电压 KV	15	21	30	38	47	72	120																
4	极性检查	1. 大修后; 2. 必要时	与铭牌标志相符																				
5	各分接头的变比检查	1. 大修后; 2. 必要时	与铭牌标志相符	更换绕组后应测量比值差和相位差																			
6	密封检查	1. 大修后; 2. 必要时	应无渗漏油现象	试验方法按制造厂规定																			
7	一次绕组直流电阻测量	1. 大修后; 2. 必要时	与初始值或出厂值比较, 应无明显差别																				

4.3.2 干式电流互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绕组及末屏的绝缘电阻	1. 35KV 及以上: 2 年; 10KV: 6 年 2. 大修后 3. 必要时	1. 一次绕组对末屏及对地、各二次绕组间及其对地的绝缘电阻与出厂值及历次数据比较, 不应有显著变化, 一般不低于出厂值及初始值的 70% 2. 电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻一般不低于 1000MΩ	1. 采用 2500V 兆欧表
2	tan δ 及电容量	35KV 及以上: 1. 3 年一次 2. 大修后 3. 必要时	1. 主绝缘电容量与初始值或出厂值差别超过 ±5% 时应查明原因。 2. 参考厂家技术条件进行, 无厂家技术条件时, 主绝缘 tan δ 不应大于 0.5%, 且与历年数据比较, 不应有显著变化 3. 当电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻小于 1000MΩ 时, 应测量末屏对地 tg δ, 其值不大于 2%	1. 只对 35KV 及以上电容型互感器进行 2. 当 tan δ 值与出厂值或上一次试验值比较有明显增长时, 应综合分析 tan δ 与温度、电压的关系, 当 tan δ 随温度明显变化或试验电压由 10kV 升到 $U_n/\sqrt{3}$ 时, tan δ 增量超过 ±0.3%, 不应继续运行。 3) 对具备测试条件的电容型互感器, 可以用带电测试 tan δ 及电容量代替
3	交流耐压试验	1. 35KV 及以上: 必要时 2. 10kV: 6 年	1. 一次绕组按出厂值的 80% 进行。10KV 电流互感器耐压试验按 35KV 进行 2. 二次绕组之间及末屏对地为 2kV, 可用 2500V 兆欧表代替。	
4	局部放电测量	1. 110kV 及以上 2. 必要时	在电压为 $1.2U_n/\sqrt{3}$ 时, 视在放电量不大于 50pC	
5	各分接头的变比检查	1. 大修后 2. 必要时	1. 与铭牌标志相符 2. 比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化, 并符合等级规定。	1. 对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差。
7	校核励磁特性曲线	必要时	与同类型互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较, 应无明显差别	继电保护有要求时进行

4.3.3 电磁式电压互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明							
1	绝缘电阻	1. 2年; 2. 大修后; 3. 必要时	自行规定	一次绕组用 2500V 兆欧表, 二次绕组用 1000V 或 2500V 兆欧表							
2	Tg δ (20KV 及以上、	1. 绕组绝缘: a 2年; b 大修后; c 必要时 2. 66 ~ 220KV 串级式电压互感器支架: a 投运前; b 大修后; c 必要时	1. 绕组绝缘 tg δ (%) 不应大于下表数值					串级式电压互感器的 tg δ 试验方法建议采用末端屏蔽法, 其他试验方法与要求自行规定			
			温度℃		5	10	20		30	40	
			35kV 及以下	大修中	1.5	2.5	3.0		5.0	7.0	
				运行中	2.0	2.5	3.5		5.5	8.0	
			35kV 及以上	大修中	1.0	1.5	2.0		3.5	4.0	
运行中	1.5	1.0		2.5	4.0	5.5					
2. 支架绝缘 tg δ 一般不大于 6%											
3	交流耐压试验	1. 大修后 (66kV 及以下); 2. 必要时	1. 一次绕组按出厂值的 85% 进行, 出厂值不明的, 按下列电压进行试验:					1. 串级式或分级绝缘式的互感器用倍频感应耐压试验; 2. 进行倍频感应耐压试验时应考虑互感器的容升电压; 3. 倍频耐压试验前后, 应检查有否绝缘损伤			
			电压等级 kV	3	6	10	15		20	35	66
			试验电压 kV	15	21	30	38		47	72	120
			2. 二次绕组之间及末屏对地为 2kV 3. 全部更换绕组绝缘后按出厂值进行								
4	空载电流测量	1. 大修后; 2. 必要时	1. 在额定电压下, 空载电流与出厂数值比较无明显差别; 2. 在下列试验电压下, 空载电流不应大于最大允许电流; 中性点非有效接地系统 1.9Un/3; 中性点接地系统 1.5Un/3								
5	密封检查	1. 大修后; 2. 必要时	应无渗漏油现象					试验方法按制造厂规定			
6	铁心夹紧螺栓(可触到的、绝缘电阻)	自行规定	自行规定					采用 2500V 兆欧表			
7	联接组别和极性	1. 更换绕组后; 2. 接线变动后	与铭牌和端子标志相符								
8	电压比	1. 更换绕组后; 2. 接线变动后	与铭牌标志相符					更换绕组后应测量比值差和引位差			

4.3.4 电容式电压互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	电压比	1. 大修后; 2. 必要时	与铭牌标志相符	
2	中间变压器的绝缘电阻	1. 大修后; 2. 必要时	自行规定	采用 2500V 兆欧表
3	中间变压器的 $\text{tg } \delta$	1. 大修后; 2. 必要时	与初始值相比不应有显著变比	

4.3.5 干式电压互感器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1. 2年 2. 大修后 3. 必要时	一般不低于出厂值及初始值得 70%	采用 2500V 兆欧表
2	交流耐压试验	10KV: 2年 35 及以上: 必要时	1. 一次绕组按出厂值的 80%进行。 2. 二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV, 可用 2500V 兆欧表替代。	
3	局部放电测量	必要时	1. 在电压为 $1.2U_n/\sqrt{3}$ 时视在放电量不大于 50pC	
4	空载电流测量	大修后	1. 在额定电压下, 空载电流与出厂数值比较无明显差别 2. 在下列试验电压下, 空载电流不应大于最大允许电流 中性点非有效接地系统: $1.9U_n/\sqrt{3}$ 中性点接地系统: $1.5U_n/\sqrt{3}$	
5	联接组别和极性	1. 更换绕组后 2. 接线变动后	与铭牌和端子标志相符	
6	电压比	更换绕组后	与铭牌和端子标志相符	
7	绕组直流电阻	1. 大修后 2. 必要时	与初始值或出厂值比较, 应无明显差别	

5 隔离开关检修项目、检修工艺及试验标准

5.1 隔离开关周期检测项目及检修工艺

5.1.1 检查、清扫支持绝缘子、刀闸、触头, 必要时局部涂漆: 用干净的棉纱或毛巾清扫隔离开关支持绝缘子、刀闸、触头, 支持绝缘子和刀闸均应清洁无油垢, 绝缘件应无脏污、裂纹、破损和放电痕迹, 瓷釉剥落面积不得超过 300 mm²。锈蚀面积不得超过总面积的 5%, 超过时应除锈涂漆。

5.1.2 检查基础、底架部件和引线。紧固法兰及各部螺栓, 要求受力均匀适当, 不得松动, 并有放松措施, 螺纹部分要涂油。构架应完好, 安装牢固, 并不得有破损、下沉, 各种引线不得松股、断股, 连接要牢固, 接触良好, 张力适当, 无过热, 相间和对地距离均要符合规定, 保护接地良好。

5.1.3 合闸位置测量并调整合闸角度、合闸止钉间隙、接地刀闸与有电部分最小距离, 检查主刀闸接触情况并处理, 检查并处理接地刀闸表面。

5.1.4 分闸位置测量并调整分闸角度、分闸止钉间隙, 检查并处理主刀闸表面及接触情况。

5.1.5 两极或三极的开关, 检查并调整同期。

5.1.6 清扫操作机构各部脏污, 并处理机构联锁、辅助接点。

5.1.7 紧固各部零件, 涂凡士林(或黄油)。

5.1.8 调整倾斜支柱, 填补裂纹及剥落处, 螺栓、垫圈、销钉、开口销是否齐全、紧固、有无锈蚀, 一般应涂中性凡士林, 锈蚀严重者应予更换。

5.1.9 对转动部分润滑, 分合三次, 检查有无旁击及是否灵活, 并进行处理。

5.1.10 触头测量及处理方法

5.1.10.1 有烧伤或氧化膜应用中平锉或纱布打磨后涂薄层工业凡士林。

5.1.10.2 用0.05mm塞尺插入接触处以测量接触是否密贴。线接触应塞不进去，面接触：当接触面宽度50mm及以下，不超过4mm；接触面宽度为60mm及以上时，不应超过6mm。

5.1.10.3 接触不密贴时，用手矫正刀片，或调整指侧弹簧压力。

5.1.10.4 有旁击时可略扳动刀片，必要时，在瓷瓶与底座间加垫片。

5.1.10.5 接地刀闸不入槽或合过头，可调刀闸间连动轴上顶丝或连杆长度。

5.1.10.6 测量接触电阻。

5.1.11 合闸角度测量及调整

5.1.11.1 测量：用钢卷尺量两刀闸根部，尺与刀闸中心线（或边缘）应平行。

5.1.11.2 调整

5.1.11.2.1 在合闸位置松开交叉连杆两头螺母及合闸止钉，使刀闸成一直线，调整交叉连杆长度，调好后紧固两头螺母，调整合闸止钉间隙为1—3mm。

5.1.11.2.2 如合成一直线后，略一动即改变合闸角度则应设法限制孔的大小或转动关节活动范围。

5.1.11.2.3 反复调整后，分合闸角度中总有一项不合格，则应改变传动杆的定位销孔。

5.1.12 分闸角度测量及调整

5.1.12.1 测量分闸角度

隔离开关在分闸位置，用卷尺测量两刀闸根部和距根部230mm或300mm处的距离，距根部230mm处两刀闸间的距离不得大于根部两刀闸距离8mm。距根部300mm处的距离不得大于根部两刀闸间距离的10.5mm。

5.1.12.2 调整：在分闸位置松开分闸止钉及交叉连杆两头螺帽，调整交叉连杆长度，先调刀母侧，后调刀闸侧，调好后紧固两头螺帽，调整分闸止钉间隙为1—3mm。

5.1.13 两极及三极隔离开关按下步骤调整同期

5.1.13.1 测量：缓慢合闸，杆上人员每人监视一极主刀闸合闸情况，一相主刀闸一接触即令操作停止，测量其它两极触头与触指间最小距离（应小于3mm）。

5.1.13.2 调整

5.1.13.2.1 若需整体检修时，应松开各极间联动杆的连接螺栓。

5.1.13.2.2 按5.1.11.2将第一极分合闸位置调好。

5.1.13.2.3 使第二极的合闸位置成一直线，然后加入其纵向拉杆，使一二极联动，以第一相为准，先调纵向拉杆，后调横向拉杆，使其与第一极同期，注意刀母触头初接触时，接触点应位于触头面积1/3以上的范围内，将第二极周期分合闸角度调好。

5.1.13.2.4 同理调整第三极分合闸角度。

5.1.13.2.5 按上述顺序反复调整至三相周期及分合闸角度合格后，再调好分合闸止钉间隙，并紧固各部螺栓。

5.1.14 测量绝缘电阻

小于24kV隔离开关绝缘电阻不小于300兆欧。25~40.5kV的隔离开关不小于1000兆欧，63~220kV的隔离开关不小于6000兆欧。

5.1.15 操动机构维护

5.1.15.1 检查加热器的工作是否正常，检查表面热量并无过热迹象，对于温控加热器，利用温控器检查，检查温控器上的端子上给和断电压的工作是否正常；

5.1.15.2 继电器检查：通过隔离开关的操作顺序来检查继电器的动作情况，要求隔离开关无拒动误动，正确给出信号。

5.1.15.3 接线端子紧固：电气柜退出运行时，检查导体上的连接头和线头是否正确和紧固。

5.1.15.4 各摩擦及活动部分应注润滑油，保证活动灵活。

5.1.15.5 操作机构箱密封良好，箱体无变形、破损，无锈蚀、接地良好，电动机及二次回路绝缘良好、接线正确、端子紧固、接触良好，整洁美观。

5.1.16 隔离开关应进行试验，开展的项目、周期及要求按 5.3 隔离开关试验标准执行。

5.1.17 整组试验：检修、试验作业完毕后，电调、现场检修人员必须对相关检修隔离开关进行遥控、遥信和就地分合闸操作，以及保护动作试验，要求隔离开关无拒动误动，正确给出隔离开关状态信号。正确后方可消除作业命令。

5.1.18 试运行：检修调试结束，检修工作票消票后，再次确认各项断开的端子、连片、引线等已恢复正常，即隔离开关已恢复正常状态。确认一次、二次设备正常，满足送电条件，由检修负责人应通知变电值班员和供电调度，按照送电程序投入隔离开关。要求隔离开关无拒动误动，正确给出隔离开关状态信号。

5.2 隔离开关断路器更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》(TB 10421-2003)相关要求。

5.3 隔离开关试验标准

5.3.1 隔离开关的试验项目、周期要求（国外原装或合资产品可以适当延长周期 1-2 年，根据设备状况由段下达月度检修计划）

序号	项目	周期	要求	说明			
1	有机材料支持绝缘端子及提升杆的绝缘电阻	1. 大修后； 2. 必要时	1. 用兆欧表测量胶合元件分层电阻 2. 有机材料传动提升杆的绝缘电阻值不得低于下表数值 (MΩ)；	采用 2500V 兆欧表			
			试验类别		额定电压 (kV)		
					<24	24~40.5	63~220
			大修后		1000	2500	6000
运行中	300	1000					
2	二次回路的绝缘电阻	1. 大修后； 2. 必要时	绝缘电阻不应小于 2MΩ	采用 1000V 兆欧表			
3	交流耐压试验	大修后	1. 试验电压值 DL/T593 规定 2. 用单个或多个元件支柱绝缘子组成的隔离开关进行整体耐压有困难时，可对各胶合元件分别做耐压试验。	在交流耐压试验前、后应测量绝缘电阻；耐压后的阻值不得降低			
4	二次回路交流耐压试验	大修后	试验电压为 2kV				
5	电动、气动或液压操作机构线圈的最低动作电压	大修后	最低动作电压一般在操作电源额定电压 30%~80% 范围内	气动或液压应在额定压力下 下进行			
6	导电回路电阻测量	大修后	不大于制造厂规定值的 1.5 倍	用直流压降法测量，电流值不小于 100A			
7	操作机构的动作情况	大修后 必要时	1. 电动、气动或液压操作机构在额定的操作电压(气压、液压、下分、合闸 5 次，动作正常 2. 手动操作机构操作时灵活，无卡涩 3. 闭锁装置应可靠				

6 电容补偿装置检修项目、检修工艺及试验标准

6.1 电容补偿装置周期检测项目及检修工艺

6.1.1 检查、清扫电容补偿装置，必要时局部涂漆；用干净的棉纱或毛巾清扫柜、瓷瓶、端子排、母线、电容器、电抗、互感器、断路器、隔离开关及操作作机构，支持绝缘子和刀闸均应清洁无油垢，绝缘件

应无脏污、裂纹、破损和放电痕迹，瓷釉剥落面积不得超过 300 mm²。锈蚀面积不得超过总面积的 5%，超过时应除锈涂漆，同时采用除尘器机除去散热器、电阻、电容、触发机箱、框架等部分的灰尘。

6.1.2 检查基础、底架部件和引线。紧固法兰及各部螺栓，要求受力均匀适当，不得松动，并有放松措施，螺纹部分要涂油。构架应完好，安装牢固，并不得有破损、下沉，各种引线不得松股、断股，连接要牢固，接触良好，张力适当，无过热，相间和对地距离均要符合规定，保护接地良好、光纤完好。

6.1.3 检查主电路电缆的连接情况，护线软管有无破裂。

6.1.4 各设备本体无断裂缺损和烧焦现象、控制插头的连接情况，插头、插座有无损坏，光纤有无损坏。

6.1.5 接线时螺丝对导线要受力均匀，并配加合适的平垫圈和弹簧垫圈。

6.1.6 用 500V 兆欧表摇测二次回路绝缘电阻应大于 1M Ω ，潮湿地区大于 0.5M Ω 。

6.1.7 检查接地装置和各部连接情况，本体金属构件无锈蚀，涂漆良好，暴露螺栓涂中性凡士林。

6.1.8 检查清扫二次接线柜、各部螺栓无松动、按键、连接线完好，电气连接完好无拒动现象。控制柜每年必须检查一次。

6.1.9 检查阀组框架有无明显裂纹和变形，检视表面的油漆剥落和腐蚀情况。

6.1.10 检测各个阀组的阻值一般正常为 300K Ω 左右。如果达到 400-500K Ω ，估计电容击穿。如果仅仅为几百欧，则阀组被击穿。

6.1.11 检测电容电容值是否正常、并联电容值是否正常。检查电抗器电抗值，计算匹配系数应在 0.12

6.1.12 电容补偿装置应进行试验，开展的项目、周期及要求按 6.3 电容补偿装置试验标准执行。

6.1.17 整组试验：检修、试验作业完毕后，电调、现场检修人员必须对相关检修电容补偿装置进行遥控、遥信和就地分合闸操作，以及保护动作试验，要求断路器、隔离开关无拒动误动，正确给出断路器、隔离开关状态信号。正确后方可消除作业命令。

6.1.18、试运行：检修调试结束，检修工作票消票后，再次确认各项断开的端子、连片、引线等已恢复正常，即电容补偿装置已恢复正常状态。确认一次、二次设备正常，满足送电条件，由检修负责人应通知变电值班员和供电调度，按照送电程序投入电容补偿装置。要求断路器、隔离开关无拒动误动，正确给出断路器、隔离开关状态信号，各项交流电量显示正确。

6.2 电容补偿装置更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》（TB 10421-2003）相关要求。

6.3、电容补偿装置试验标准

6.3.1 电力电容器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	极对壳绝缘电阻	1. 2 年 2. 必要时	不低于 2000M Ω	1. 串联电容器用 1000V 兆欧表，其他用 2500V 兆欧表 2. 单套管电容器不测
2	电容值	1. 2 年 2. 必要时	1. 电压值偏差不超出额定值的 -5%~+10%范围 2. 电容值不应小于出厂值的 95%	用电桥法或电流电压法测量
3	并联电阻值测量	1. 2 年 2. 必要时	电阻值与出厂值的偏差应在 $\pm 10\%$ 范围内	用自放电法测量
4	阀组	必要时	测量方法和测量结果应符合制造厂规定	制造厂无要求时不测

7 避雷装置检修项目、检修工艺及试验标准

7.1 避雷装置周期检测项目及检修工艺

7.1.1 检查、清扫瓷套和均压环，必要时局部涂漆：用干净的棉纱或毛巾清扫避雷器瓷套及均压环，避雷器瓷套及均压环均应清洁无油垢，绝缘件应无脏污、裂纹、破损和放电痕迹，瓷釉剥落面积不得超过300 mm²。锈蚀面积不得超过总面积的5%，超过时应除锈涂漆。

7.1.2 检查避雷针的基础、杆塔、避雷器的底架部件和引线，必要时局部涂漆。紧固法兰及各部螺栓，要求受力均匀适当，不得松动，并有放松措施，螺纹部分要涂油。避雷针杆塔无倾斜和弯曲，构架应完好，安装固定牢固，基础并不得有破损、下沉，各种引线不得松股、断股，连接要牢固，接触良好，张力适当，无过热，相间和对地距离均要符合规定。

7.1.3 工作接地和保护接地检查，要求接地畅通、良好。

7.1.4 检查在线监测仪（计数器），要求在线监测仪（计数器）密封良好，作用良好，在工作电压下指针应在工作区域，否则应更换。记录动作次数。

7.1.5 避雷装置应进行试验，开展的项目、周期及要求按7.3避雷装置试验标准执行。

7.2 避雷装置更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》（TB 10421-2003）相关要求。

7.3 避雷装置试验标准

7.3.1 金属氧化物避雷器的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1. 变电所避雷器 1 年； 2. 必要时	1. 35KV 以上，不低于 2500MΩ； 2. 35KV 以下，不低于 1000MΩ；	1. 采用 2500V 及以上兆欧表 2. 二次设备低压防雷器安装前在现场只做该项试验。
2	直流 1mA 电压 (U_{1mA}) 及 0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流	1. 1 年； 2. 要时	1. 不得低于 GB11032 规定值； 2. U_{1mA} 实测值与初始值或制造厂规定值比较，变化不应大于 5%； 3. 0.75 U_{1mA} 下的泄漏电流不应大于 50μA	1. 要记录试验时的环境温度和相对湿度； 2. 测量电流的导线应使用屏蔽线； 3. 初始值系指交接试验或投产试验时的测量值
3	运行电压下的交流泄漏电流	1. 新投运的 110KV 及以上者投运 3 个月测量 1 次；以后每半年 1 次；运行一年后，1 年 2. 必要时	测量运行电压下的全电流、阻性电流或功率损耗，测量值与初始值比较，有明显变化时应加强监测，当阻性电流增加 1 倍时，应停电检查	应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压，测量宜在瓷套表面干燥时进行，应注意相间干扰的影响
4	工频参考电流下的工频参考电压	必要时	应符合 GB11032 或制造厂规定	1. 测量环境温度 20℃ ± 15℃； 2. 测量应在每节单独进行，整相避雷器有一节不合格，应更换该节避雷器（或整相更换），使该相避雷器为合格
5	底座绝缘电阻	1. 变电所避雷器 1 年 2. 必要时	自行规定	采用 2500V 及以上兆欧表
6	检查放电计数器动作情况	1. 变电所避雷器 1 年 2. 必要时	测试 3~5 次，均应正常动作，测试后计数器指示应调到“0”	

8 接地装置检修项目、检修工艺及试验标准

8.1 接地装置周期检测项目及检修工艺

8.1.1 检查地面上和电缆沟内的接地线、接地端子等。完整无锈蚀、损伤、断裂及其它异状；与设备连接牢固，接触良好。

8.1.2 检查铁路岔线钢轨及接地网各自与回流线间的连接线接头。连接牢固，接触截面符合规定。

8.1.3 接地的设备均应逐台用单独的接地线接到接地母线上，禁止将设备串联接地。地面上的接地线、接地端子均要涂黑漆；接地端子的螺丝应镀锌。

8.1.4 接地装置应进行试验，开展的项目、周期及要求按8.3接地装置试验标准执行

8.2 接地装置更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》(TB 10421-2003)相关要求。

8.3 接地装置试验标准

8.3.1 接地装置的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	有效接地系统的电力设备的接地电阻	1. 2年; 2. 必要时	$R \leq 2000/I$ 或 $R \leq 0.5 \Omega$, (当 $I > 4000A$ 时、式中 I ——经接地网流入地中的短路电流, A; R ——考虑到季节变化的最大接地电阻, Ω	1. 测量接地电阻时, 如在必须的最小布极范围内土壤电阻率基本均匀, 可采用各种补偿, 否则应, 采用远离法; 2. 在高土壤电阻率地区, 接地电阻如按规定值要求, 要技术经济上极不合理时, 允许有较大的数值, 但必须采取措施以保证发生接地短路时, 在该接地网上; a 接触电压和跨步电压均不超过允许的数值; b 不发生高压引外和低电位引内; c 3~10kV 阀式避雷器不动作; 3. 在预防性试验前或每3年以及必要时验算一次 I 值, 并校验设备接地引下线的热稳定
2	非有效接地系统的电力设备的接地电阻	1. 2年; 2. 必要时	1. 当接地网与 1kV 及以下设备共用接地时, 接地电阻 $R \leq 120/I$; 2. 当接地网仅用于 1kV 以上设备时, 接地电阻 $R \leq 250/I$; 3. 在上述任一情况下, 接地电阻一般不得大于 10Ω 式中 I ——经接地网流入地中的短路电流, A; R ——考虑到季节变化最大接地电阻, Ω	
3	独立避雷针(线)的接地电阻	1. 2年; 2. 必要时	不宜大于 10Ω	在高土壤电阻率地区难以将接地电阻降到 10Ω 时, 允许有较大的数值, 但应符合防止避雷针(线)对罐体及管阀等反击的要求
4	检查有效接地系统的电力设备接引下线与接地网的连接情况	1. 2年; 2. 必要时	不得有一开断、松脱或严重腐蚀等现象	如采用测量接地引下线与接地网(或相邻设备)之间的电阻来检查其连接情况, 可将所测的数据与历次数据比较和相互要求, 通过分析决定是否进行开挖检查
5	抽样开挖检查接地网的腐蚀情况	1. 本项目只限于已经运行6年以上(包括改造后重新运行达到这个年限)的接地网; 2. 以后的检查年限可根据前次开挖检查的结果自行决定 3. 必要时	不得有开断, 松脱或严重腐蚀现象	可根据电气设备的重要性和施工的安全性, 选择进行开挖检查, 如有疑问还应扩大开挖的范围

9 电力电缆检修项目、检修工艺及试验标准

9.1 电力电缆周期检测项目及检修工艺

9.1.1 检查电缆头、套管、引线和接线盒。电缆头、套管不渗油，引线相间和距接地物的距离符合规定。

9.1.2 检查电缆。排列整齐、固定牢靠且不受张力，铠装无松散、无严重锈蚀和断裂，弯曲半径符合规定，接地良好，涂刷防腐剂；电缆外露部分应有保护管，保护管应完整无损，且固定牢靠，其锈蚀面积不得超过总面积的5%、否则应除锈补漆。

9.1.3 清扫检查电缆沟。沟内无积水、杂物；支架完好、固定牢靠不锈蚀；盖板齐全无严重破损。

9.1.4 检查电缆的埋设。复盖的泥土无下陷和被水冲刷等异状。

9.1.5 检查电缆桩及标示牌，齐全、正确、清楚。

9.1.6 电力电缆应进行试验，开展的项目、周期及要求按9.3电力电缆试验标准执行

9.2 电力电缆更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》（TB 10421-2003）相关要求。

9.3 电力电缆试验标准

9.3.1 纸绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	在直流耐压试验之前进行	自行规定	额定电压 0.6/1kV 电缆用 1000V 兆欧表；0.6/1kV 以上电缆用 2500V 兆欧表（6/6kV 及以上电缆也可用 5000V 兆欧表）
2	直流耐压	1. 大修后 2. 必要时 3. 新做终端或接头后进行	1. 耐压 5 分钟时的泄漏电流值不应大于耐压 1 分钟时泄漏电流值； 2. 三相之间的泄漏电流不平衡系数不应大于 2	6/6kV 及以下电缆的泄漏电流小于 10 μ A，8.7/10kV 电缆的泄漏电流小雨 20 μ A 时，对不平衡系数不作规定

9.3.2 橡塑绝缘电力电缆线路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	电缆主绝缘绝缘电阻	1. 27.5kV 及以上 1 年； 2. 27.5kV 以下, 3.6/6kV 及以上 3 年	自行规定	0.6/1kV 电缆用 1000V 兆欧表； 0.6/1kV 以上电缆用 2500V 兆欧表； 6/6kV 及以上电缆也可用 5000V 兆欧表
2	电缆主绝缘直流耐压试验	新做终端或接头后	耐压 5 分钟时的泄漏电流不应大于耐压 1 分钟时的泄漏电流	

10 干式电抗器、抗雷圈检修项目、检修工艺及试验标准

10.1 干式电抗器、抗雷圈周期检测项目及检修工艺

10.1.1 检查、清扫电抗器和抗雷圈：用干净的棉纱或毛巾清扫电抗器和抗雷圈，电抗器和抗雷圈均应清洁无油垢，绝缘件应无脏污、裂纹、破损和放电痕迹，瓷釉剥落面积不得超过 300 mm²，连接部分螺栓紧固，接触良好。

10.1.2 检查电抗器和抗雷圈的底架部件和引线，必要时局部涂漆。紧固法兰及各部螺栓，要求受力均匀适当，不得松动，并有放松措施，螺纹部分要涂油。无倾斜变形，构架应完好，安装固定牢固，基础并不得有破损、下沉，各种引线不得松股、断股，连接要牢固，接触良好，张力适当，无过热，相间和对地距离均要符合规定，接地端接地良好。

10.1.3 检查电抗器和抗雷圈的线圈。导线无损伤，线圈无变形。匝间绝缘垫块完好，间隙均匀。绝缘无破损、受潮、必要时进行处理。

10.1.4 检查电抗器和抗雷圈的结构和紧固件。电抗器和抗雷圈的结构紧凑，无变形，各部件完好无损，绝缘性能良好，紧固压紧螺栓，必要时更换不合格的结构和紧固件。

10.1.5 可调电抗器的电感值及调节范围符合规定指标，调整灵活可靠。

10.1.6 电抗器和抗雷圈应进行试验，开展的项目、周期及要求按10.3电抗器和抗雷圈试验标准执行

10.2 电抗器和抗雷圈更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》（TB 10421-2003）相关要求。

10.3 电抗器和抗雷圈试验标准

10.3.1 干式电抗器和抗雷圈的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	阻抗测量	必要时	与出厂值相差在±5%	如受试验条件限制可在低电压下测量。

11 高压母线检修工艺及试验标准

11.1 高压母线周期检测项目及检修工艺

11.1.1 清扫检查绝缘子、杆塔和构架。用干净的棉纱或毛巾清扫绝缘子、杆塔和构架，绝缘子、杆塔和构架均应清洁无油垢，绝缘子应无脏污、裂纹、破损和放电痕迹。杆塔和构架应完好，安装牢固，无倾斜和基础下沉现象，铁件无锈蚀，接地良好，相位标志牌应清晰，鲜明。

11.1.2 检查导线（包括引线）。软母线张力适当，不得有松股，断股和机械损伤。硬母线固定牢靠，且可伸缩，漆膜完好，相色鲜明，不得有裂纹，连接紧密。

11.1.3 检查金具，金具应无锈蚀，固定、连接牢靠，接触良好。检查、紧固各部螺栓，要求受力均匀适当，不得松动，并有放松措施，螺纹部分要涂油。

11.1.4 绝缘部件和高压母线应进行试验，开展的项目、周期及要求按11.3绝缘部件和高压母线试验标准执行。

11.2 高压母线更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施，更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》（TB 10421-2003）相关要求。

11.3 绝缘部件和高压母线试验标准

11.3.1 变电所的支柱绝缘子和悬式绝缘子的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	零值绝缘子检测（66kV及以上）	必要时	在运行电压下检测	1. 可根据绝缘子的劣化率调整检测周期； 2. 对多元件针式绝缘子应检测每一元件
2	绝缘电阻	1. 悬式绝缘子，必要时 2. 针式支柱绝缘子，必要时	1. 针式支柱绝缘子的每一元件和每片悬式绝缘子的绝缘电阻不应低于300MΩ 2. 棒式支柱绝缘子不进行此项试验	1. 采用2500V及以上兆欧表 2. 棒式支柱绝缘子不进行此项试验

3	交流耐压试验	1. 单元件支柱绝缘子, 必要时 2. 悬式绝缘子, 必要时 3. 针式支柱绝缘子, 必要时 4. 更换绝缘子时; 5. 随主设备	1. 35kV 针式支柱绝缘子交流耐压试验电压值如下: 两个胶合元件者, 每元件 35kV; 三个胶合元件者, 每元件 34kV 2. 机械破坏符合为 60~300kN 的盘形悬式绝缘子交流耐压试验电压值均取 60kV	1. 35kV 支柱绝缘子可根据具体情况按左栏要求 1、或 2、进行; 2. 棒式绝缘子不进行此项试验
4	绝缘子表面污秽物的等值盐密	1. 必要时		应分别在户外能代表当地污秽程度的至少一串悬式绝缘子和一根棒式支柱上取样, 测量在当地积污最重的时期进行

11.3.2 一般母线的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1. 交接时 2. 必要时	1. 不应低于 1M Ω /kV 2. 35 kV 及以下, 不低于 1000M Ω	
2	交流耐压试验	1. 交接时 2. 必要时	35kV 以下; 27.5kV 母线不低于 85kV, 10kV 母线不低于 35kV	

12 低压盘(含端子箱)检修工艺及试验标准

12.1 低压盘(含端子箱)周期检测项目及检修工艺

12.1.1 彻底清扫低压盘(箱、柜、下同)的各部及其相应的装置。用干净的棉纱或毛巾清扫低压盘(箱、柜、下同)的各部及其相应的装置, 要求表面清洁无杂物。

12.1.2 检查盘的表面状态。安装牢固、端正, 排列整齐, 接地良好; 标志齐全、正确、清楚; 室内盘面无锈蚀; 室外盘面锈蚀面积不超过总面积的5%, 超过的应除锈补漆, 且箱(柜)体密封良好。

12.1.3 检查灯具、开关、继电器、熔断器、仪表、配线、端子排、连接片等各项装置。安装牢固, 绝缘和接触良好; 熔丝、触头和灯泡的容量适当; 端子排和配线排列整齐; 标示牌、标志、信号齐全、正确、清楚。

12.1.4 检查控制、保护、信号回路相关部分的整组动作情况。

12.1.5 二次回路应进行试验, 开展的项目、周期及要求按12.3二次回路试验标准执行

12.2 低压盘(含端子箱)更新项目、检修工艺

根据设计文件并按照批复组织实施, 更新改造后的设备满足《铁路电力牵引供电工程质量检验评定标准》(TB 10421-2003)相关要求。

12.3 二次回路试验标准

12.3.1 二次回路的试验项目、周期和要求

序号	项目	周期	要求	说明
1	绝缘电阻	1. 交接时; 2. 更换二次线时	1. 直流小母线和控制盘的电压小母线, 在断开所有其他支路支路时不应小于 10M Ω ; 2. 二次回路的每一支路和断路器、隔离开关、操作机构的电源回路不小于 1M Ω ; 在比较潮湿的地方, 允许降到 0.5M Ω	采用 500V 或 1000V 兆欧表

2	交流耐压试验	1. 交接时; 2. 更换二次线时	试验电压为 2000V, 1 分钟	1. 不重要回路可用 2500V 兆欧表试验代替; 2. 48V 及以下回路不做交流耐压试验; 3. 带有电子元件的回路试验时应将其取出或两端短接
---	--------	----------------------	-------------------	---------------------------------------------------------------------------------

13、变压器油试验标准

13.1 运行中的变压器油的试验项目和要求见第 13.2 条, 试验周期如下:

13.1.1 66~110 kV 变压器、电抗器和 1000kVA 及以上的所用变压器、动力变压器的变压器油试验周期为 1 年; 试验项目有序号 1、2、3、6, 必要时的试验项目有 5、8、9。

13.1.2 35 kV 及以下的变压器油试验周期为 3 年; 试验项目为序号 6。

13.1.3 新变压器、电抗器投运前、大修后油试验项目有序号 1、2、3、4、5、6、7、8、9。

13.1.4 互感器、套管油的试验结合油中的溶解气体色谱分析试验进行。

13.1.5 序号 11 项目在必要时进行。

13.2 变压器油的试验项目和要求:

序号	项目	要求		说明
		投入运行前的油	运行油	
1	外观	透明、无杂质或悬浮物		将油样注入试管中冷却至 5℃, 在光线充足的地方观察
2	水溶性酸 pH 值	≥ 5.4	≥ 4.2	按 GB7598 进行试验
3	酸值 mgKOH/g	≤ 0.03	≤ 0.1	按 GB264 或 GB7599 进行试验
4	闪点 (闭口) °C	≥ 140 (10 号、25 号油) ≥ 135 (45 号油)	1、不应比左栏要求低 5℃ 2、不应比上次测定值低 5℃	按 GB261 进行试验
5	水分 mg/L	66~110kV ≤ 20	66~110kV ≤ 35	运行中设备测量时应注意温度的影响, 尽量在顶层油温高于 50℃ 时采样, 按 GB7600 或 GB7601 进行试验
6	击穿电压 kV	15 kV 以下 ≥ 30 15~35 kV ≥ 35 66~220 kV ≥ 40	15 kV 以下 ≥ 25 15~35 kV ≥ 30 66~220 kV ≥ 35	按 GB/T507 和 DL/T429.9 方法进行试验
7	界面张力(25℃)	≥ 35	≥ 19	按 GB/T6541 进行试验
8	tg δ (90℃) %	≤ 1	≤ 4	按 GB/T5654 进行试验
9	体积电阻率 (90℃) W.M	≥ 6×10 ¹⁰	220 kV 及以下 ≥ 3×10 ⁹	按 DL/T421 或 GB/T5654 进行试验
10	油中含气量 (体积分) %	≤ 1	一般不大于 3	按 DL/T421 或 DL/T450 进行试验
11	油泥与沉淀物 (质量分) %		一般不大于 0.02	按 GB/T511 试验, 若只测定油泥含量, 试验最后采用乙醇-苯 (1: 4) 将油泥洗于恒重容器中称重

13.3 变压器油中溶解气体色谱分析的周期和要求

序号	名称	周期	要求	说明
1	变压器及电抗器	1. 运行中: 半年; 2. 大修后; 3. 必要时	1. 运行设备的油中 H ₂ 与烃类气体含量 (体积分) 超过下列任何一项值时应引起注意: 总烃含量大于 150×10 ⁻⁶ C ₂ H ₂ 含量大于 150×10 ⁻⁶	1. 总烃包括 CH ₄ 、C ₂ H ₆ 、C ₂ H ₄ 和 C ₂ H ₂ 四种气体; 2. 溶解气体组分含量有增长趋势时, 可结合产气速率判断, 必要时缩短周期进行追踪分析; 3. 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断; 4. 新投运的变压器应有投运前的测试数据; 5. 测试周期中 1、项的规定适用于大修后的变压器
2	电流互感器	1. 大修后; 2. 必要时	1. 绕组绝缘电阻与初始值及历次数据比较, 不应有显著变化;	

	器		2. 电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻一般不低于 1000MΩ	
3	电 磁 式 电 压 互 感 器	1. 大修后; 2. 必要时 (50kV 及 以上);	油中溶解气体组分含量(体积分数)超过下列任一值时应引起注意: 总烃 100×10^{-6} H_2 150×10^{-6} C_2H_2 2×10^{-6}	1. 新投运互感器的油中不应含有 C_2H_2 ; 2. 全密封互感器按制造厂要求(如果有)进行
4	套管	1. 投运前; 2. 大修后; 3. 必要时	油中溶解气体组分含量(体积分数)超过下列任一值时应引起注意: H_2 500×10^{-6} C_2H_4 100×10^{-6} C_2H_2 2×10^{-6}	

第二章 牵引变电所综合自动化系统检调工艺

1 周期

周期检测 2 年,更新 8-10 年,大修 10-15 年。

2 检修人员应熟悉检验设备及检验接线的基本要求

2.1 在进行检验前,工作(检验)人员应认真学习本标准,理解和熟悉检验内容和要求。检验人员应学会使用牵引变电所综合自动化系统试验工具软件。为了保证检验质量,应使用继电保护微机型检验装置,其技术性能应符合电力部部颁 DL/T624-1997《继电保护微机型试验装置技术条件》的规定。

2.2 检验仪表应经检验合格,其精度应不低于 0.5 级。

2.3 检验回路的接线原则,应使加入保护装置的电气量与实际情况相符合,模拟故障的检验回路应具备对保护装置进行整组检验的条件。

2.4 检验条件和要求

2.4.1 交、直流检验的电源质量和接线方式等要求参照电力部部颁《继电保护及电网安全自动装置检验条例》有关规定执行。

2.4.2 检验时如无特殊说明,所加直流电源均为设备额定值。

2.4.3 周期检测时,加入装置的检验电流和电压从保护屏端子上加入;大修、交接或必要时,检验电流和电压从流互、压互二次端子上加入,并且要做一次升流试验。

2.4.4 为保证检验质量,必要时可对所有特性检验中的每一点重复检验两次以上,其中每次检验的数值与整定值的误差应符合产品说明书规定的要求。

2.5 检验过程中应注意的事项

2.5.1 电气特性检验时一般不要求插、拔保护装置插件(包括联机插件)。需要插、拔插件时,必须断开直流电源,且插、拔交流插件时应防止交流电流回路开路。

2.5.2 装置插件尤其 CPU 插件应保持清洁,注意防尘。

2.5.3 应采用人体防静电接地措施,以确保不会因人体静电而损坏装置。

2.5.4 原则上在现场不能使用电烙铁,检验过程中如需要使用电烙铁进行焊接时,应采用带接地线的电烙铁或电烙铁断电后再焊接。

2.5.5 检验过程中,应注意不要将插件插错位置。

2.5.6 因检验需要临时短接或断开的端子,应逐个记录,并在检验结束后及时恢复,原则上谁动谁恢复,负责人负责复核。

2.5.7 使用交流电源的电子仪器进行电路参数测量时,仪器外壳应与保护屏(柜)在同一点接地。

3 外观及接线检查

- 3.1 保护装置的硬件配置、标注应符合设计要求。
- 3.2 核对出厂装置接线图与施工图,根据装置接线图检查保护屏内部接线,按施工图检查保护与相关设备接线,并紧线。
- 3.3 保护装置的端子排连接应可靠,且标号应清晰正确。
- 3.4 屏上各种转换开关、按钮等应操作灵活、手感良好。
- 3.5 屏上各种指示灯、各种表计等都完好无损。
- 3.6 装置及盘体外观完整,无变形、破损,无锈蚀、接地良好。盘体清洁。
- 3.7 保护装置无异音,继电器接点无抖动、位置正常,信号继电器无掉牌。
- 3.8 微机保护(包括综自后台)逆变电源、打印机等各附属设备、工作正常,各项参数显示正常,与盘上仪表指示误差符合规定。
- 3.9 保护装置及盘上灯光等信号显示正常。
- 3.10 转换开关、继电保护和自动装置压板、按钮以及切换开关的标示牌正确,位置正确、符合规定、与记录相符。
- 3.10 二次回路熔断器(或空气开关)、信号小刀闸投退位置正确、符合规定。端子排的连片、跨接线正常。
- 3.11 盘上设备清洁、安装牢固,接触良好,无过热和烧伤痕迹。
- 4 内部检查
 - 4.1 保护装置各插件上的元器件的外观质量、焊接质量应良好。
 - 4.2 各插件上的芯片应插紧,型号正确,芯片缺口与插座缺口要对应。
 - 4.3 装置内部各种电缆应可靠连接,无损坏现象。
 - 4.4 检查保护装置的背板接线有无断线、短路和焊接不良等现象。
 - 4.5 保护装置的各部件固定良好,插件锁定无松动现象,装置外形应端正,无明显损坏及变形现象。
 - 4.6 各插件应插拔灵活,各插件和插座之间定位良好,插入深度合适。
 - 4.7 各部件应清洁良好。
 - 4.8 记录插件微调系数及版本号,并与整定值表核对应一致。
- 5 绝缘检查
 - 5.1 检验前准备工作
 - 5.1.1 将保护测控装置的插件全部插入。
 - 5.1.2 将屏上各连接片置投入位置。
 - 5.1.3 断开直流电源、交流电压等回路,并断开保护测控装置与其他装置之间的连线。
 - 5.1.4 在屏端子排内侧分别短接交流电压回路端子、交流电流回路端子、直流电源回路端子、跳合闸回路端子、开关量输入回路端子、远动接口回路端子及信号回路端子等。
 - 5.2 绝缘电阻检测
 - 5.2.1 分组回路绝缘检测。采用开路电压为500V(南自产品采用1000V)摇表分别测量各组回路间及各组回路对地的绝缘电阻,其绝缘电阻均应不小于100M Ω 。
 - 5.2.2 整个二次回路对地绝缘电阻检测。在屏端子排处将所有电流、电压及直流回路的端子连在一起,并将电流回路的接地点拆开,用500V(南自产品采用1000V)摇表测量整个回路对地的绝缘电阻,其绝缘电阻应大于10M Ω 。
- 6 电气特性及整组、系统检查
 - 6.1 采样检查
 - 6.1.1 零漂检查

通过装置界面监视各电压、电流回路的零漂值(不加任何交流量时的采样值)每个回路零漂应在-0.1~0.1A(V)范围内。
 - 6.1.2 采样检查(刻度检查)
 - 6.1.2.1 检验前先将各保护元件全部退出,检验完毕后恢复。

6.1.2.2 调整输入电压为 $1.2U_n$ 、 U_n 、 $0.5U_n$ 、 $0.1U_n$ ，电流为 $2I_n$ 、 I_n 、 $0.1I_n$ ，相角为 0° 、 30° 、 65° ，通过调试软件监视各电压、电流回路的有效值与外部表计测量值的误差应小于 5%，其中南自产品误差应小于 2%，相角误差不超过 0.1° 。

6.1.3 刻度校正

6.1.3.1 出厂前装置各交流回路刻度已经严格调试过，如果在上面的刻度检查中误差没有超过范围，不要进行刻度校正。对装置而言，刻度校正就是对装置电压电流回路（交流变换插件）、保护测控回路（测控插件）的误差校正，因此不要随便互换各装置的插件，更换交流变换插件、测控插件后要重新录入更换后的微调系数，并进行刻度校正。

6.1.3.2 刻度校正实际上就是调整了定值中的各相应微调系数，因此勿轻易改动定值中的微调系数的值。装置运行中若发现交流量数值不对，应调出定值先核对一下微调系数有无变动，若有变动要查出原因。

6.2 保护定值试验及保护性能测试

6.2.1 保护动作检查说明：保护动作后，除了检查面板指示灯和保护动作报告是否正确之外，还要求检查保护的输出触点（跳闸和信号）是否正确动作。对于跳闸的保护在保护动作后应检查该保护对应的信号触点及出口跳闸触点；对于发信号的保护在保护动作后应检查该保护对应的信号触点。

6.2.2 各保护测控装置性能调试方法

由于我段主要使用许继交大 TA21 型牵引变电所安全监控与综合自动化系统设备，下面讲述以 TA21 型装置为例的调试方法，其余装置方法类似。

6.2.2.1 距离保护

距离保护分为三段，以 I 段为例介绍调试方法。

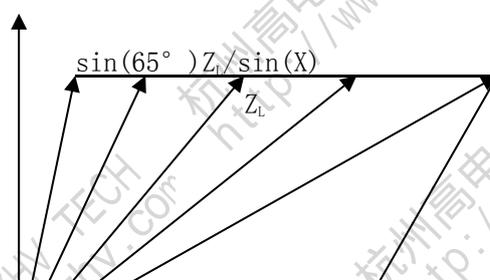
通过修改定值（系统参数） $\Phi 1$ 、 $\Phi 2$ 可以调节阻抗四边形的动作特性，退出所有的其它保护元件，只投入阻抗 I 段 Z_I ，给装置施加 2A、100V 交流激励量，其中电压超前电流相角 Φ_L （ Φ_L 就是阻抗 I 段整定时整定的线路阻抗角，一般按 65° 整定）缓慢降低电压直至保护动作，则 $Z_L = U/I$ ， $X_L = Z_L * \sin 65^\circ$ ，此时 X_L 与阻抗 I 段线路阻抗的整定值的电抗部分比较，其误差不应超过 $\pm 5\%$ 。同样方法做负荷阻抗的定值误差，其中电压超前电流相角 Φ_L （ Φ_F 就是阻抗 I 段整定时整定的线路阻抗角，一般输入 0° ），则 $Z_F = U/I$ ，此时 $R = Z_F$ ， R 与阻抗 I 段线路阻抗的整定值的电阻部分比较，其误差不应超过 $\pm 5\%$ 。在 0.7 倍的整定值下测动作时间，误差不应超过 $\pm 3\%$ 。

四边形特性校验：可使用带自动测试软件的测试装置测试；也可按以下方法测试，给装置施加 2A、100V 交流激励量，电压与电流相角从缓慢降低电压直至保护动作开始，阻抗角从 -15° 开始，以后为 0° ，每次增加 10° ，一直到 85° ，在每一角度，缓慢降低电压直至保护动作，测出相应的电压动作值，并计算出阻抗值，并与计算的标准值进行比较，要求误差小于 $\pm 5\%$ 。

边界校验：当角度为 -20° 或 90° 时，无论所加电流、电压为多少，装置均不能动作。

四边形各点阻抗标准值计算说明：

如下图所示，当知道负荷阻抗 Z_F 和线路阻抗 Z_L 时，首先计算四边形对角线长度，即阻抗的最大点，计算公式为： $(Z_F + Z_L \cos 65^\circ)^2 + (Z_L \sin 65^\circ)^2$ 、 $^{1/2}$ ，然后计算四边形对角线所对应的角度，计算公式为： $\sin^{-1}((Z_L * \sin(65^\circ)) / ((Z_F + Z_L \cos 65^\circ)^2 + (Z_L \sin 65^\circ)^2)^{1/2})$ ，四边形对角线下方的计算公式为 $Z_F \sin 115^\circ / \sin(65^\circ - X)$ ，四边形对角线上方的计算公式为 $\sin(65^\circ) Z_L / \sin(X)$ ， -15° 的计算公式为 $Z_F / \cos(-15^\circ)$ 。



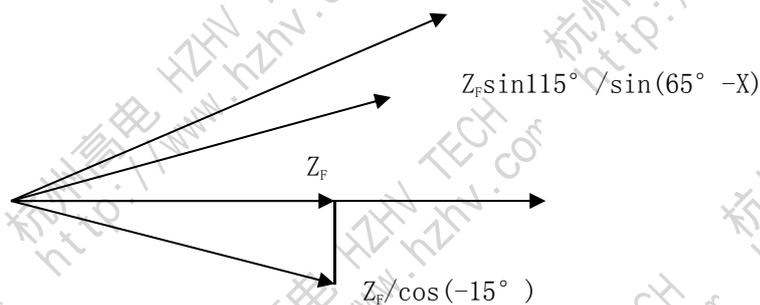


图 2-1 阻抗继电器动作特性

6.2.2.2 一次自动重合闸

重合闸充电时间：指断路器在重合闸动作一次后，需要等待充电时间（断路器处于合位时开始计时）后才能重合闸。为使手动合闸在故障线路时保护不重合闸，所以手动合闸后也需要等待充电时间后才能重合闸。试验时，手动合上断路器，在充电时间内可以输入1.2倍过流整定值，断路器跳闸，但重合闸不应动作，在大于充电时间后可以输入1.2倍过流整定值，断路器跳闸，重合闸也应动作，所测得的重合闸动作时间误差不应超过 $\pm 3\%$ 。

6.2.2.3 谐波闭锁和高次谐波抑制

二次谐波闭锁：当二次谐波电流占基波的含量大于二次谐波闭锁整定值时，闭锁阻抗、过电流及电流增量保护。试验时若整定值20%，当施加18%二次谐波时应可靠不闭锁，施加22%二次谐波时应可靠闭锁。

高次谐波抑制：综合谐波含量（ $I_2+I_3+I_5$ 含量总和占基波的百分比）大于综合谐波抑制整定值时抑制保护动作，谐波加权倍数 K_h 越大，抑制效果越显著。

6.2.2.4 低电压闭锁

当电压高于低电压闭锁整定值（整定范围 $0.85\sim 0.95U_n$ ），保护闭锁过电流保护。

6.2.2.5 电流增量保护

退出其它所有保护，只投入电流增量保护，并在 $0.1\sim 2I_n$ 、 $0.01\sim 10s$ 范围内整定，给装置施加1.075倍的整定值突变电流量，装置应可靠动作，给装置施加0.925倍的整定值电流，装置应可靠不动作，整定值误差不应超过 $\pm 7.5\%$ ，在1.2倍的动作值下测试动作时间，动作时间误差不应超过 $\pm 3\%$ 。

6.2.2.6 故障测距

核定整定值，测试五个模拟短路点，要求启动可靠率达到100%，测试误差小于10%。

加试方法：电流 $I=(2\sim 5)A$ ，阻抗角 ϕ 选定在 $0\sim 65^\circ$ 内的任一角度，电压 $U=(\text{按选取的模拟短路点电抗})\times \text{电流}/\sin\phi$ 。用继电保护测试仪，先将电流、电压、阻抗角按上述整定，然后瞬间加试。

6.2.2.7 差动速断保护元件

退出其它所有的保护元件，只投入差动速断保护元件，在定值整定范围内整定“差动速断动作电流”和“平衡系数”。将电流分别单独加在 I_A 、 I_B 、 I_C 、 I_a 、 I_b 的CT上，缓慢增大电流使差动速断保护元件动作，记录此时的电流值，根据变压器两侧电流平衡关系，计算出动作值 I_{CDA} （或 I_{CDB} 、 I_{CDC} ），其与差动速断动作电流整定值的误差应不超过 $\pm 5\%$ 。然后加2倍整定值的电流，测差动速断保护的動作时间应不大于25ms。

6.2.2.8 比率差动保护元件

● 最小动作电流 I_{D20} 检查

退出其它所有的保护元件，只投入比率差动保护元件，将比率差动动作电流整定在 $0.1I_n\sim 0.9I_n$

之间，施加电流使差动元件动作（加电流的方式如差动速断），根据变压器两侧电流平衡关系，计算出差动电流 I_{CD} ，其与比率差动动作电流整定值的误差应不超过 $\pm 5\%$ 。（注意：测最小动作电流时，应使制动电流小于 I_2 ，否则此时测出动作值不是最小动作电流值）。

● 差动动作时间检查

施加 2 倍的最小动作电流，测差动动作时间应不大于 25ms。

● 比率制动系数检查

将 K_1 （比率制动 1 制动系数）、 K_2 （比率制动 2 制动系数、定在 0.25~0.75 之间，同时整定好 I_1 （比率制动 1 动作电流）、 I_2 （比率制动 2 动作电流、及接线方式。在变压器高低压侧差动 CT 上加电流，使差动元件刚好动作，计算出此时的差动量 I_{CD1} 与制动量 I_{ZD1} ，然后增加电流，另外再测一组数据 I_{CD2} 、 I_{ZD2} ，

则比率制动系数可根据公式 $K = \frac{|I_{CD2} - I_{CD1}|}{|I_{ZD2} - I_{ZD1}|}$ 计算，计算结果与整定值误差不大于 $\pm 10\%$ 。下面举一

例说明。

将接线方式整定为 Y/Δ 变，整定好 K_1 、 I_1 、 I_2 ，将 I_A 与 I_B 反接， I_a 与 I_b 反接， I_c 空接，（此种加电流的方法目的是使 A、B 相差动元件能同时动作，而 C 相差动元件制动）缓慢施加电流使差动元件动作，计算出 I_{CD} 、 I_{ZD} ，此时的制动量应能满足 $I_1 \leq I_{ZD} \leq I_2$ ，然后再测一组数值，就可计算出制动系数 K 。测试 K_2 时应使 $I_{ZD} > I_2$ 。其余接线方式类似。

● 二次谐波制动系数检查

将“二次谐波含量”整定在 0.15 到 0.25 之间，通过测试仪（如 MRT-03A）将二次谐波电流叠加在基波电流上，应测得二次谐波制动比不大于整定值-0.015，应可靠动作，二次谐波制动比不小于整定值+0.015，应可靠制动。

6.2.2.9 高压侧 PT 断线

当电压监视连片投入时， U_{AB} 、 U_{BC} 、 U_{CA} 中任一相电压低于 20V 时，经过 1s 的延时，发高压侧 PT 断线信号。

6.2.2.10 非电量保护

非电量保护接空触点进入装置，其中重瓦斯，温度 II 段，压力 II 段动作于高低压侧断路器跳闸，其它非电量动作于预告信号。

6.2.2.11 三相低压启动过流保护

退出其它所有的保护元件，只投入高压侧三相过电流保护元件和低压启动元件，在定值范围内整定，给装置施加 1.025 倍的整定值电流、0.975 倍的整定值电压，装置应可靠动作，施加 0.975 倍整定值电流、1.025 倍的整定值电压，装置应可靠不动作。在 1.2 倍的整定值下测动作时间，误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.12 低压侧低压启动过流保护

退出其它所有的保护元件，只投入低压侧单相低压过流保护元件，在定值范围内整定，给装置施加 1.025 倍的整定值电流、0.975 倍的整定值电压，装置应可靠动作，施加 0.975 倍整定值电流、1.025 倍的整定值电压，装置应可靠不动作。在 1.2 倍的整定值下测动作时间，误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.13 零序过流保护

退出其它所有的保护元件，只投入零序过流保护元件，在定值范围内整定，给装置施加 1.025 倍的整定值电流，装置应可靠动作，施加 0.975 倍整定值电流，装置应可靠不动作。在 1.2 倍的整定值下测动作时间，误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.14 零序过压保护

退出其它所有的保护元件，只投入零序过压保护元件，在定值范围内整定，给装置施加 1.025 倍的整定值电压，装置应可靠动作，施加 0.975 倍整定值电压，装置应可靠不动作。在 1.2 倍的整定值下测动作时间，误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.15 低压侧过电压保护

退出其它所有的保护元件，只投入过压保护元件，在定值范围内整定，给装置施加 1.025 倍的整定值电压，装置应可靠动作，施加 0.975 倍整定值电压，装置应可靠不动作。在 1.2 倍的整定值下测动作

时间，误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.16 非电量保护

非电量保护接空触点进入装置，其中重瓦斯、温度 II 段、压力释放和分接连锁动作于高低压侧断路器跳闸，其它非电量动作于预告信号。

6.2.2.17 27.5PT 断线

当 α 相（或 β 相）开关在合位，且 α 相（或 β 相）母线电压低于 PT 断线整定值，延时发 α 相（或 β 相）PT 断线信号。

6.2.2.18 自投调试

系统接线图

牵引变电所主接线图如图 7-2 所示，装置也可以适应于其它主接线形式。

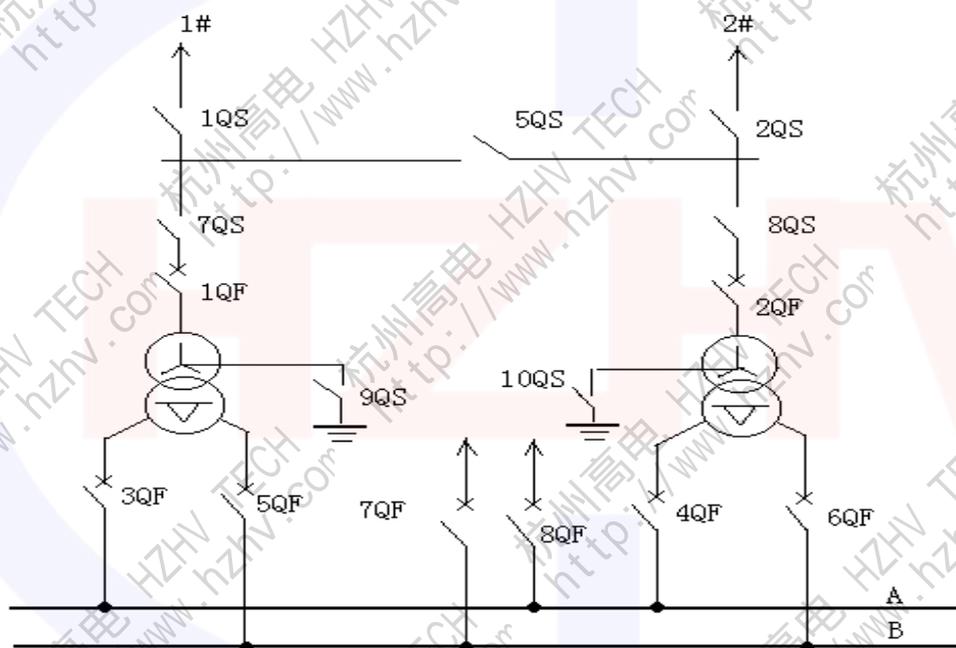


图 2-2 牵引变电所主接线图

TA21 自动化系统的自投功能由两套主变测控装置协同工作、共同完成。两套主变测控装置分别根据下列条件对牵引变电所当前的工作方式进行了识别，若一套装置识别出工作方式一，按工作方式一执行自投逻辑，对应地另一套装置将识别出工作方式四，按工作方式四执行自投逻辑；若一套装置识别出工作方式二，按工作方式二执行自投逻辑，对应地另一套装置将识别出工作方式三，按工作方式三执行自投逻辑。

6.2.2.18.1 工作方式之一：本侧进线受电，本侧主变运行，对侧进线、对侧主变备用

条件：1QS（2QS）、1QF（2QF）、3QF（4QF）、5QF（6QF）闭合，5QS 断开

6.2.2.18.2 工作方式之二：本侧进线受电，对侧主变运行，对侧进线、本侧主变备用

条件：1QS（2QS）、5QS 闭合，1QF（2QF）、3QF（4QF）、5QF（6QF）断开

6.2.2.18.3 工作方式之三：对侧进线受电，本侧主变运行，本侧进线、对侧主变备用

条件：5QS、1QF（2QF）、3QF（4QF）、5QF（6QF）闭合，1QS（2QS）断开

6.2.2.18.4 工作方式之四：对侧进线受电，对侧主变运行，本侧进线、本侧主变备用

条件：1QS (2QS)、1QF (2QF)、3QF (4QF)、5QF (6QF)、5QS 断开

6.2.2.18.5 工作方式之五（热备用）：对侧进线受电，对侧主变运行，本侧进线受电、本侧主变备用

条件：1QS、2QS 闭合，1QF (2QF)、3QF (4QF)、5QF (6QF)、5QS 断开

试验时其逻辑关系如下：

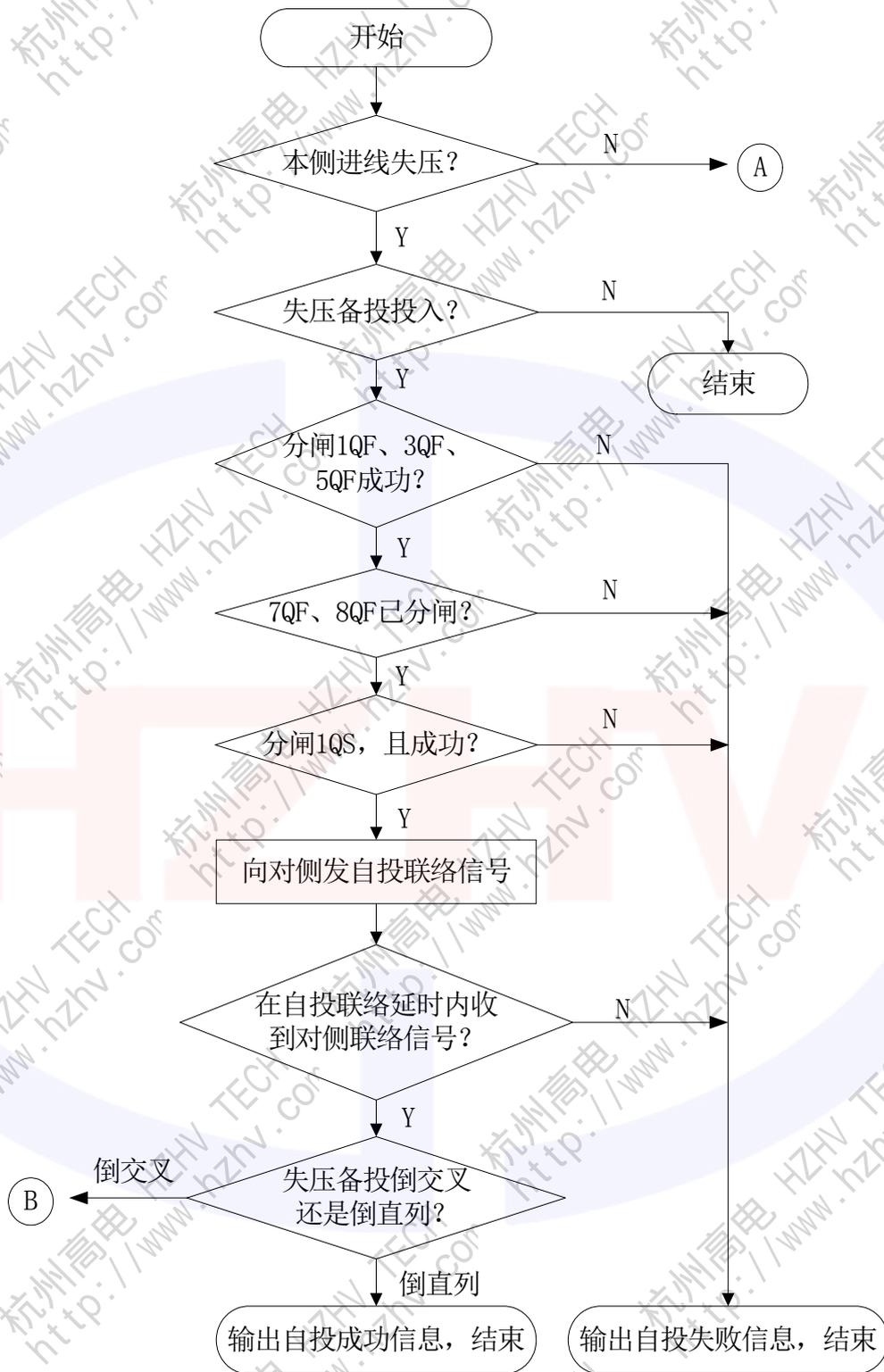
两套装置按当前牵引变电所的工作方式，在检测到进线失压或主变故障后，根据进线自投允许信息、主变自投允许信息和主变冷/热备用信息，通过联络信号协调两套装置的工作，完成备用进线或备用主变的自动投入。在执行各自自投逻辑时，若出现开关不能正常断开/闭合、联络信号故障等情况，将自动中断各自自投逻辑，并给出详细的信息。

6.2.2.18.1 工作方式一

6.2.2.18.1.1 本侧进线失压时，首先判进线失压备投是否投入，若未投入，结束；否则，判 1QF (2QF)、3QF (4QF)、5QF (6QF) 是否由各自的保护分闸，如果没有分闸则依次分闸 1QF (2QF)、3QF (4QF)、5QF (6QF)，同时，确认 7QF、8QF 已经保护分闸，然后使 1QS (2QS) 分闸，并向对侧装置发送联络信号，再根据控制字判断进线失压备投倒直列还是倒交叉：

●进线失压备投倒直列：在设定的自投联络时间内，等待对侧装置的自投联络信号，若收到自投联络信号，输出自投成功各种信息，结束；否则，自投失败。

●进线失压备投倒交叉：在设定的自投联络时间内，等待对侧装置的自投联络信号，若没收到自投联络信号，输出自投失败信息，结束；否则，判断进线跨条是否允许控制，若允许，合 5QS，然后使 9QS (10QS)、1QF (2QF)、3QF (4QF)、5QF (6QF) 依次合闸，再使 9QS (10QS) 分闸，输出自投各种信息，结束。



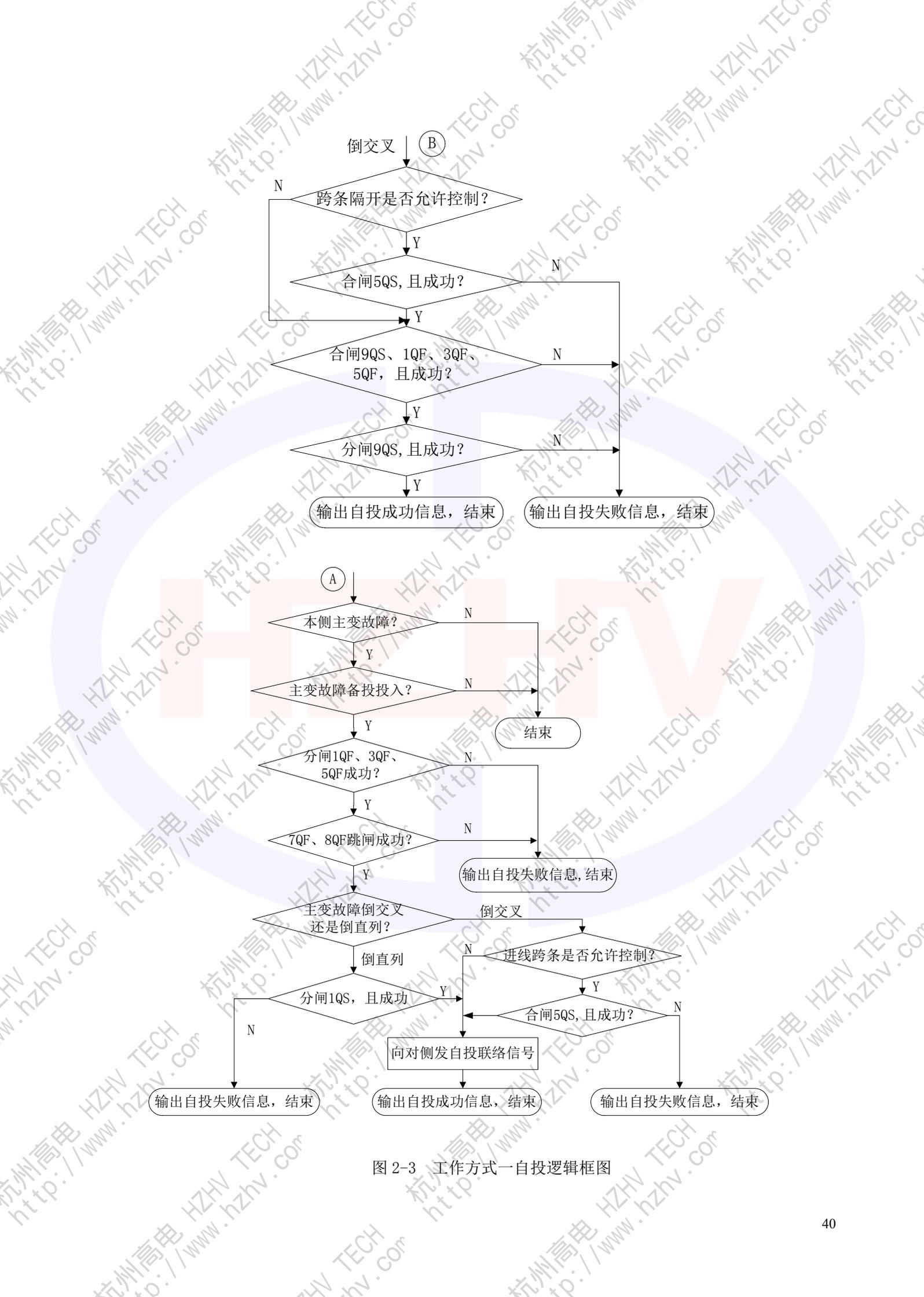


图 2-3 工作方式一自投逻辑框图

6.2.2.18.1.2 本侧主变故障时，首先判主变故障备投是否投入，若未投入，结束；否则，判断1QF(2QF)、3QF(4QF)、5QF(6QF)是否由各自的保护分闸，如果没分闸则依次分闸1QF(2QF)、3QF(4QF)、5QF(6QF)，同时，确认7QF、8QF已经保护分闸，然后根据控制字判断主变故障备投倒直列还是倒交叉：

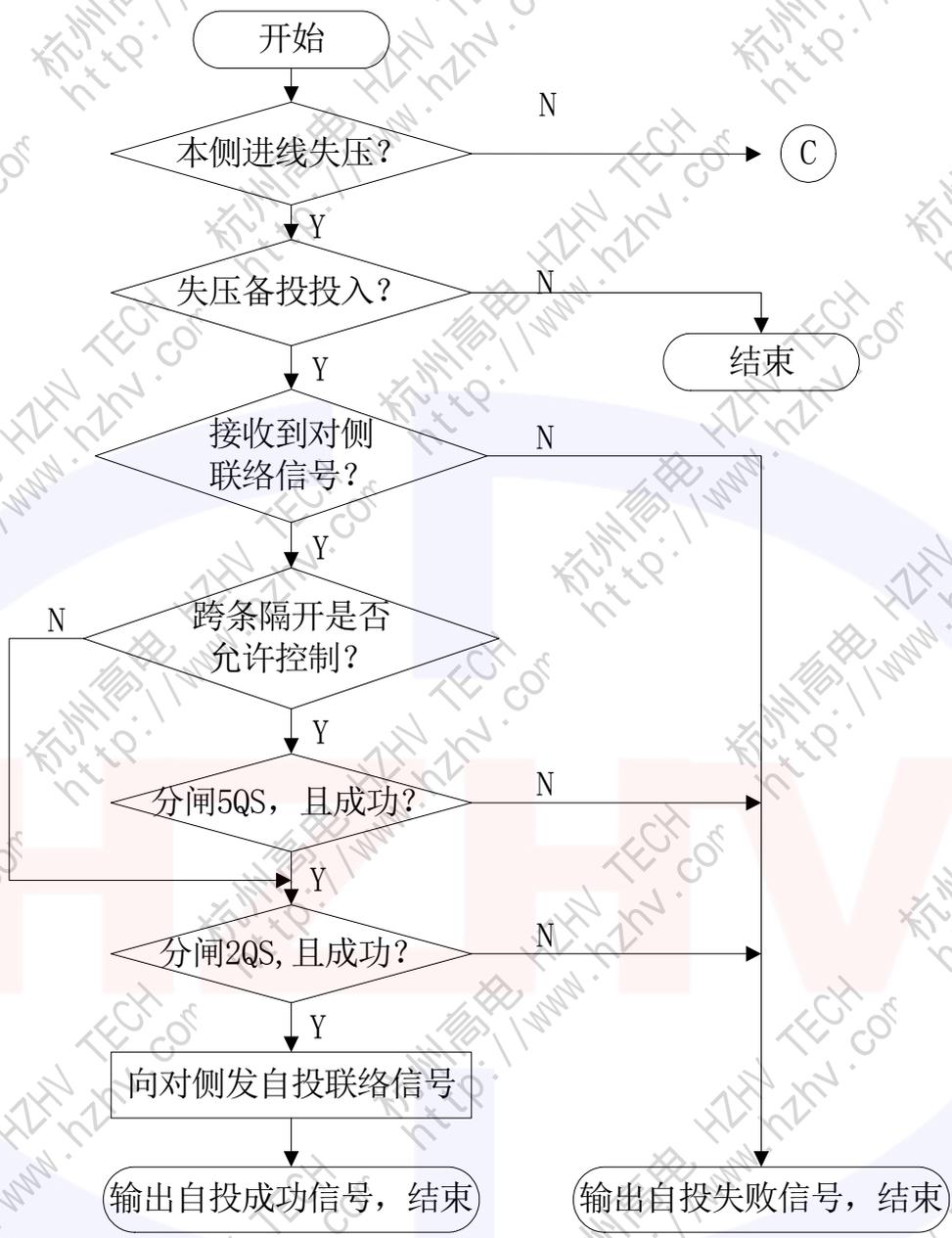
●主变故障备投倒直列：分1QS(2QS)，向对侧装置发自投联络信息，然后在设定的自投联络时间内，等待对侧装置发出的自投联络信号，若没收到自投联络信号，输出自投失败信息，结束；否则，输出自投成功信息，结束。

●主变故障备投倒交叉：判断进线跨条是否允许控制，若允许，合5QS，向对侧装置发自投联络信息，然后在设定的自投联络时间内，等待对侧装置发出的自投联络信号，若没收到自投联络信号，输出自投失败信息，结束；否则，输出自投成功信息，结束。

6.2.2.18.2 工作方式二

6.2.2.18.2.1 本侧进线失压时，首先判进线失压备投是否投入，若未投入，结束；否则，接收到对侧的联络信号后，判断进线跨条是否允许控制，若允许，分5QS，然后使1QS(2QS)分闸，向对侧装置发送联络信号。延时后，继续判对侧装置是否发过来联络信号，若没有，输出自投失败信息，结束；若有，给出自投各种成功信息，结束。

6.2.2.18.2.2 对侧主变故障时，首先判主变故障备投是否投入，若未投入，结束；否则，接收到对侧的联络信号后，确认本侧主变无故障；判断进线跨条是否允许控制，若允许，分5QS，然后依次使9QS(10QS)、1QF(2QF)、3QF(4QF)、5QF(6QF)合闸，再使9QS(10QS)分闸，完成输出自投各种信息，结束。



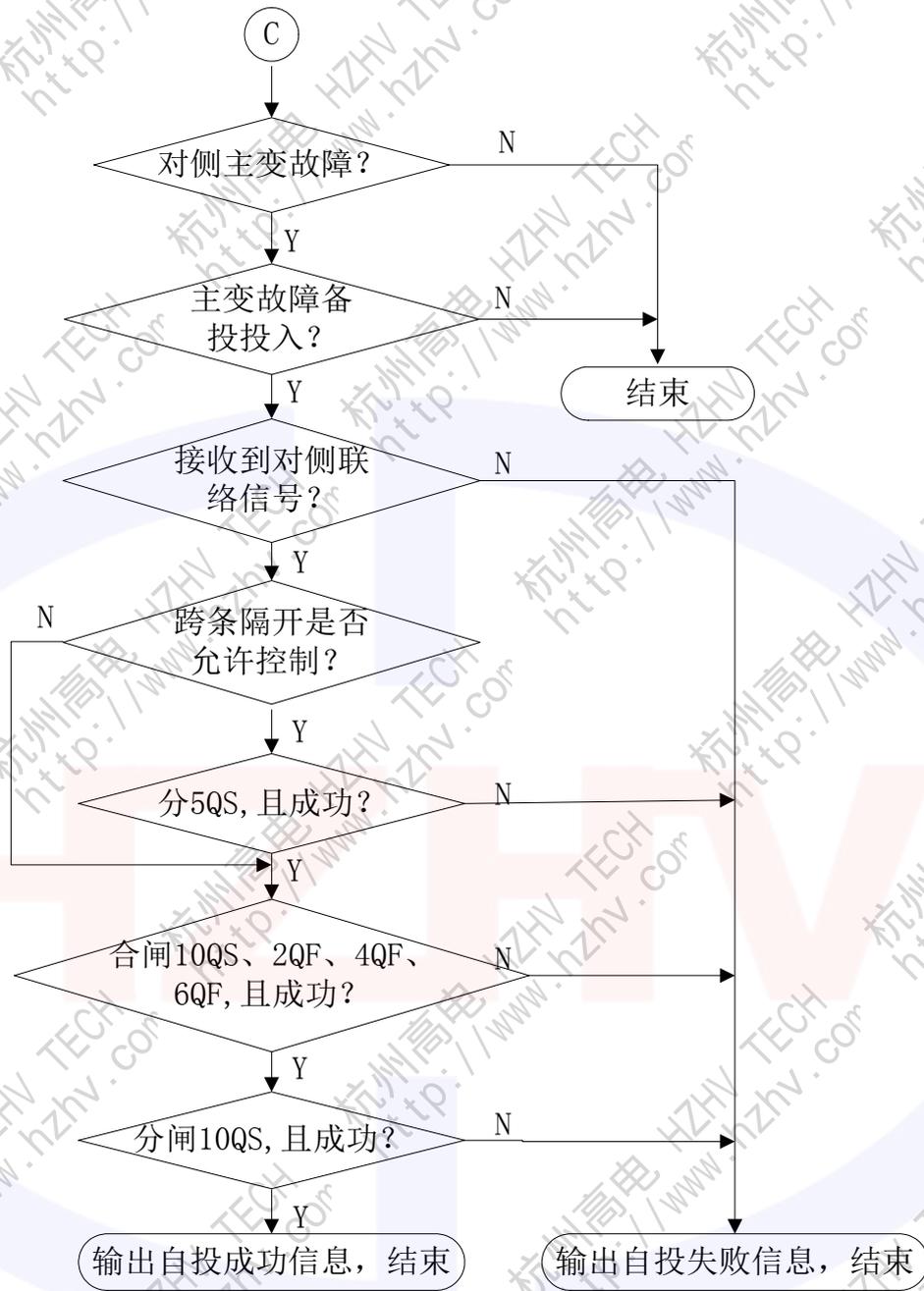


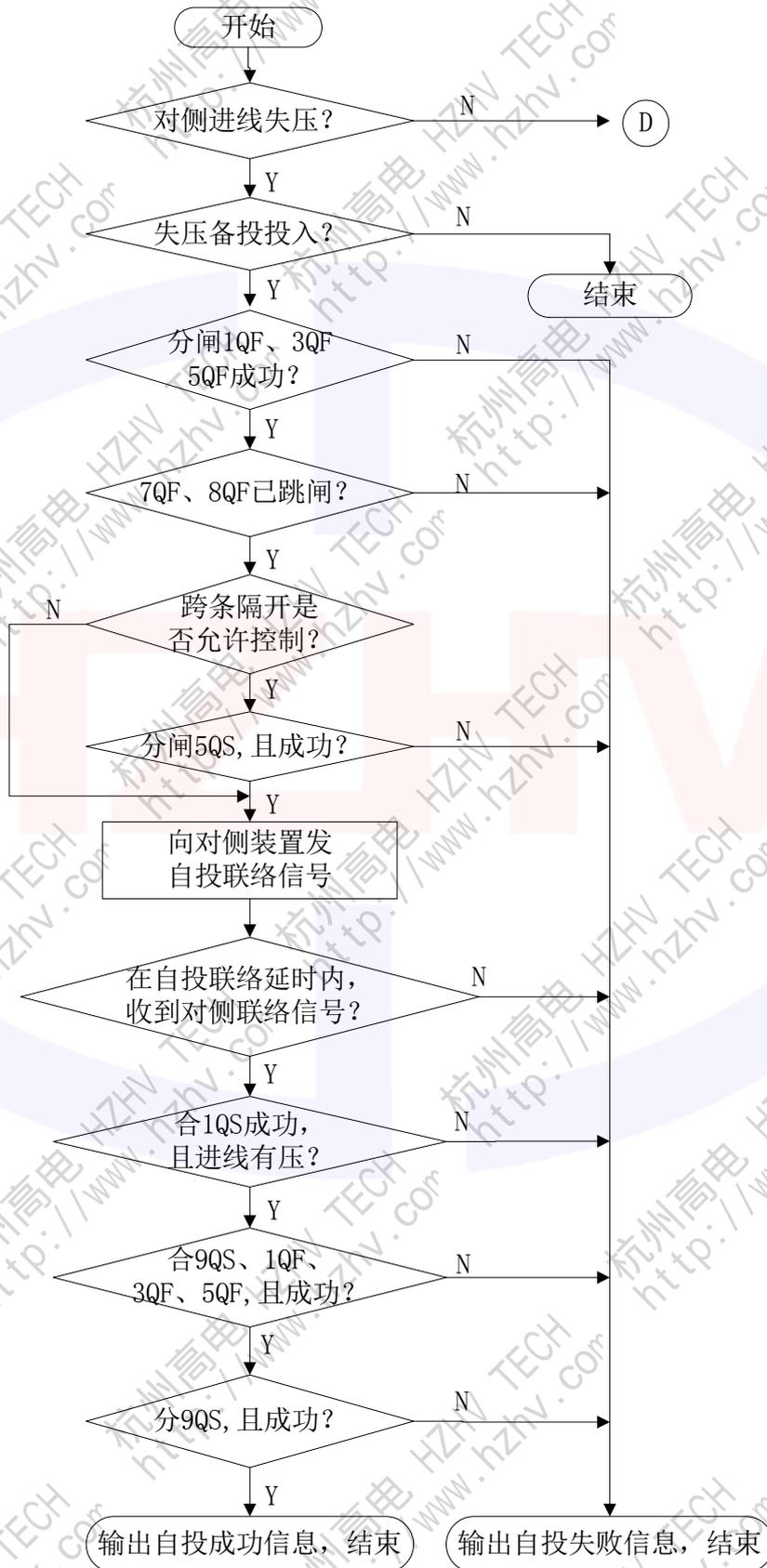
图 2-4 工作方式二自投逻辑框图

6.2.2.18.3 工作方式三

6.2.2.18.3.1 对侧进线失压时，首先判进线失压备投是否投入，若未投入，结束；否则，判 1QF (2QF)、3QF (4QF)、5QF (6QF) 是否由各自的保护分闸，如没分闸则依次分闸，同时，确认 7QF、8QF 已经保护分闸；判断进线跨条是否允许控制，若允许，分 5QS，然后向对侧装置发联络信号。并等待对侧装置发过来的自投联络信号，接收到对侧装置的联络信号后，取消发给对侧装置的联络信号，接着合 1QS (2QS)，判断本侧是否有压，若无压，给出自投不成功信息，结束；若有压，使 9QS (10QS)、1QF (2QF)、3QF (4QF)、5QF (6QF) 依次合闸，再分闸 9QS (10QS)，向对侧装置发联络信号，输出自投成功信息，结束。

6.2.2.18.3.2 本侧主变故障时，首先判主变故障备投是否投入，若未投入，结束；否则，判断 1QF (2QF)、3QF (4QF)、5QF (6QF) 是否由各自的保护分闸，如没分闸则依次分闸，同时，确认 7QF、8QF 已经保护

分闸, 然后判断进线跨条是否允许控制, 若允许, 分 5QS, 向对侧装置发送联络信号, 输出自投各种信息, 结束。



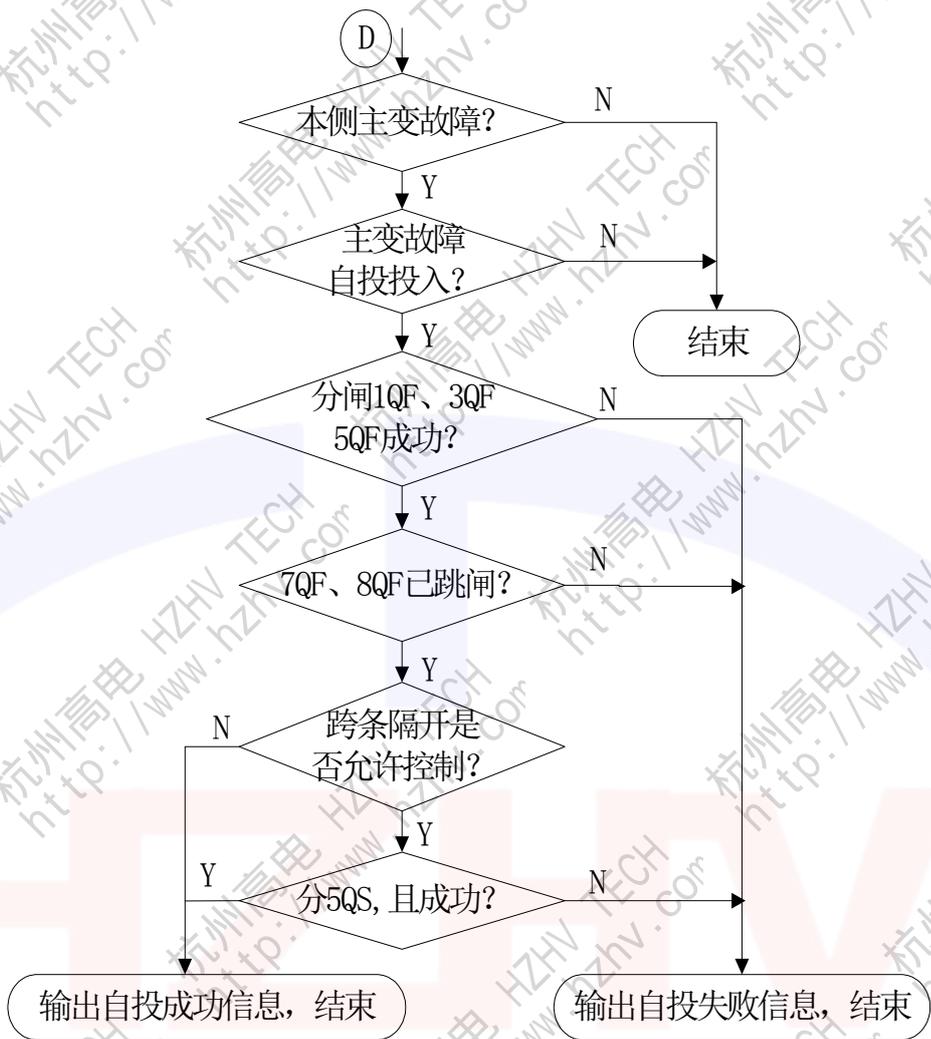


图 2-5 工作方式三自投逻辑框图

6.2.2.18.4 工作方式四

6.2.2.18.4.1 对侧进线失压时，首先判进线失压备投是否投入，若进线备投未投入，结束；若投入，且接收到对侧装置的联络信号，则合 1QS（2QS）（如进线电动隔离开关处于热备用，则取消合闸操作），然后判本侧是否有压，若无压，给出自投不成功信息，结束；若有压，再根据控制字判断进线失压备投倒直列还是倒交叉：

- 进线失压备投倒直列：确认本侧主变无故障，使 9QS（10QS）、1QF（2QF）、3QF（4QF）、5QF（6QF）依次合闸，再使 9QS（10QS）分闸，向对侧装置发送自投联络信号，输出自投各种信息，结束。

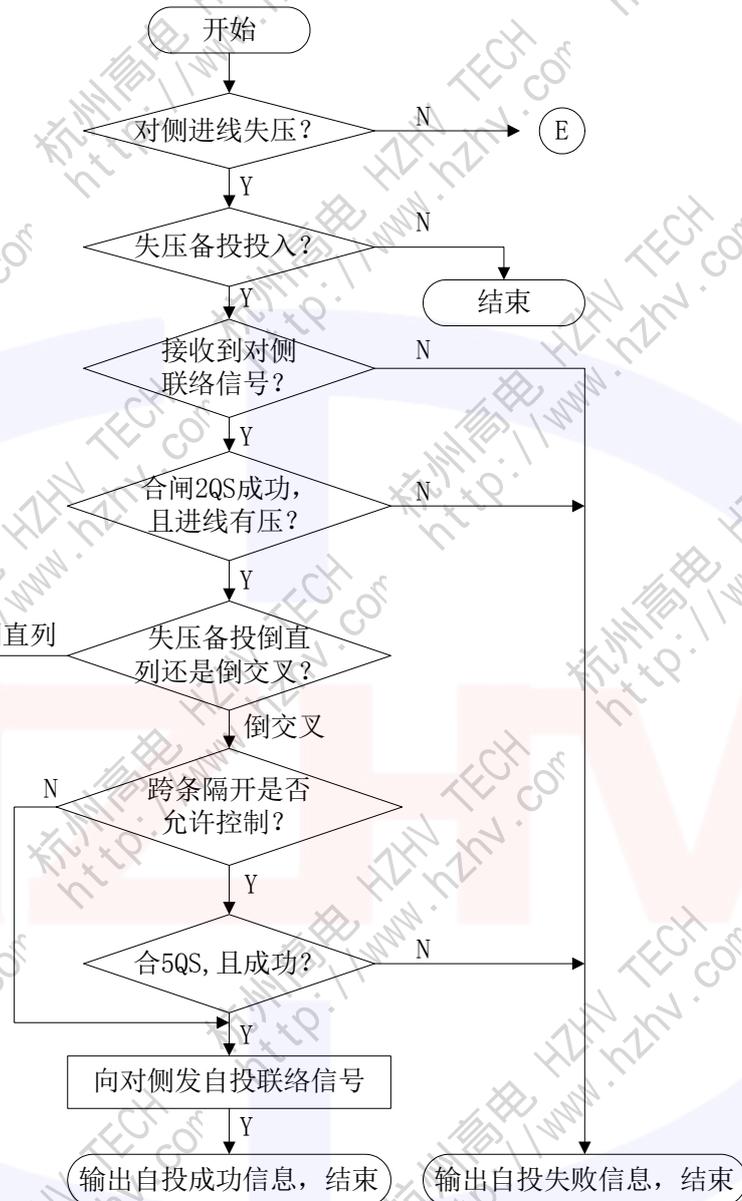
- 进线失压备投倒交叉：判断进线跨条是否允许控制，若允许，使 5QS 合闸，然后向对侧装置发送自投联络信号，输出自投各种信息，结束。

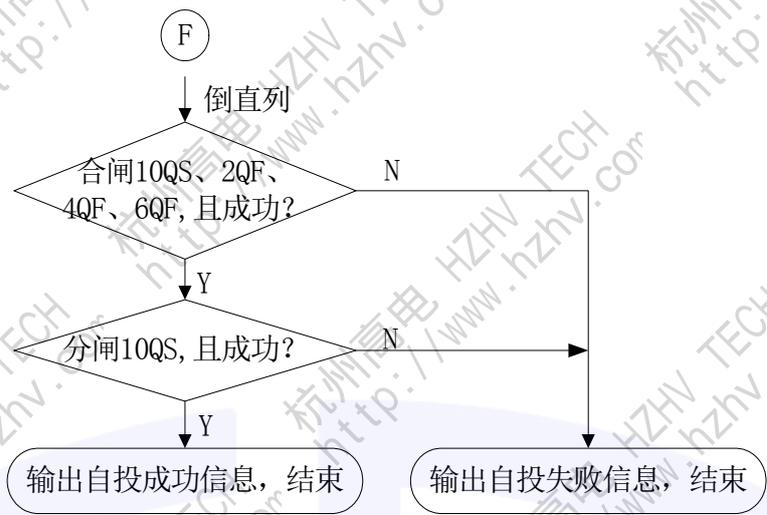
6.2.2.18.4.2 对侧主变故障时，首先判主变故障备投是否投入，若未投入，结束；若已投入，且接收到对侧装置的联络信号，根据控制字判断主变故障备投倒直列还是倒交叉：

- 主变故障备投倒直列：合 1QS（2QS）（如进线电动隔离开关处于热备用，则取消合闸操作），然后判本侧是否有压，若无压，给出自投失败信息，结束；若有压，确认本侧主变无故障，使 9QS（10QS）、1QF（2QF）、3QF（4QF）、5QF（6QF）顺序合闸，使 9QS（10QS）分闸，向对侧装置发送自投联络信号，输出自投各种信息，结束。

- 主变故障备投倒交叉：判本侧是否有压，若无压，给出自投失败信息，结束；若有压，确认本侧主变无故障，判断进线跨条是否允许控制，若允许，合 5QS，然后使 9QS（10QS）、1QF（2QF）、3QF

(4QF)、5QF (6QF) 顺序合闸，使 9QS (10QS) 分闸，向对侧装置发送自投联络信号，输出自投各种信息，结束。





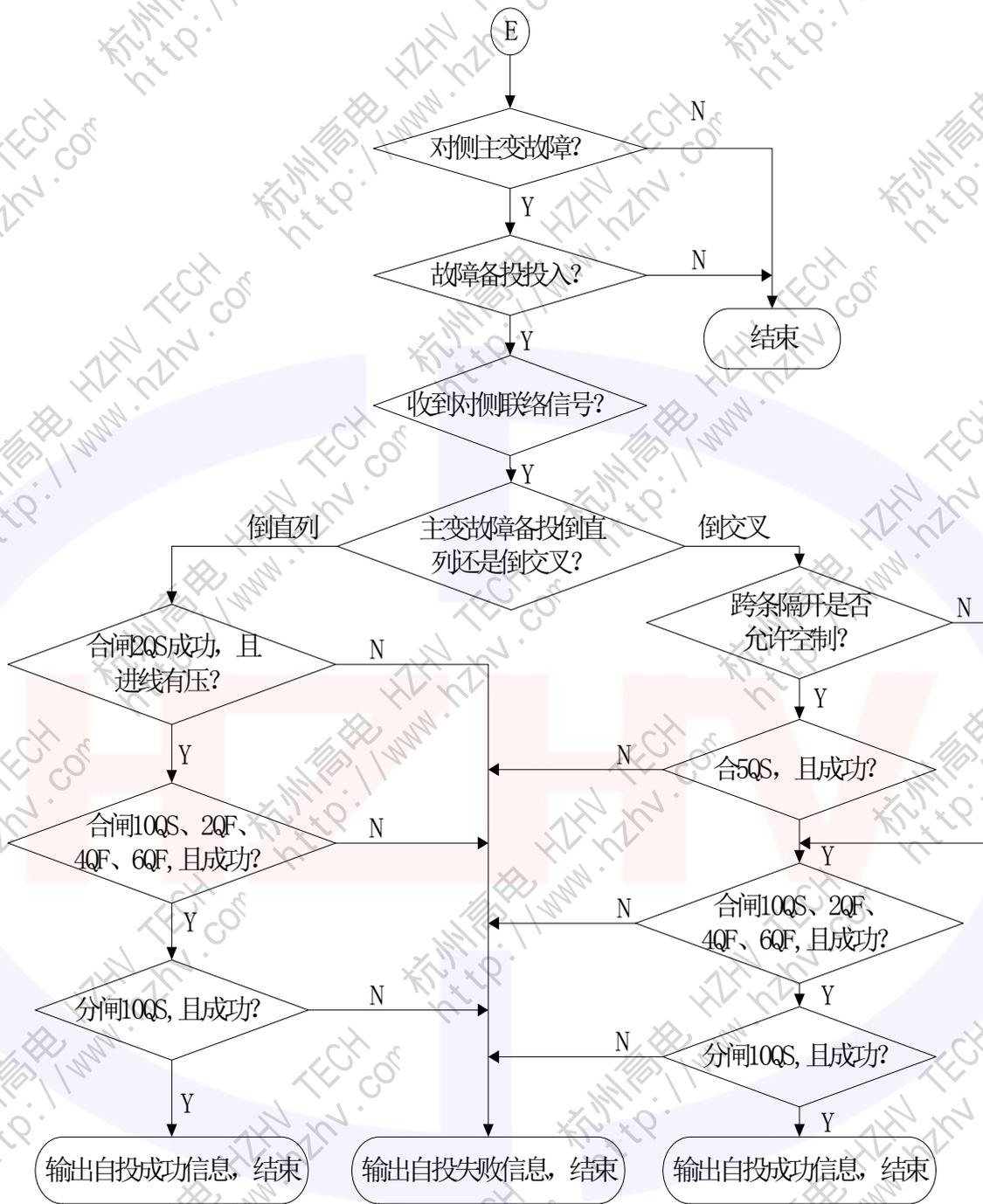


图 2-6 工作方式四自投逻辑框图

6.2.2.18 电流速断元件

退出其它所有保护元件, 只投入电流速断元件, 并对动作值进行整定, 施加 1.025 倍的整定值电流, 装置应可靠动作; 施加 0.975 倍整定值电流, 装置应可靠不动作。在 2 倍整定值下测动作时间, 电容保护装置不应超过 30ms。在 1.2 倍整定值下测动作时间, 馈线保护装置, 其误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。在 1.2 倍整定值下测动作时间, 动力变保护装置, 其误差不应超过不应超过 15ms。

6.2.2.19 过电流保护元件

退出其它所有保护元件, 只投入过电流元件, 并对动作值和动作延时进行整定, 施加 1.025 倍的整

定值电流，装置应可靠动作；施加 0.975 倍整定值电流，装置应可靠不动作。在 1.2 倍整定值下测动作时间，其误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.20 谐波过电流元件

退出其它所有保护元件，只投入谐波过电流元件，并对动作值和动作延时进行整定，施加 1.025 倍的整定值电流，装置应可靠动作；施加 0.975 倍整定值电流，装置应可靠不动作。在 1.2 倍整定值下测动作时间，其误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.21 过电压元件

退出其它所有保护元件，只投入过电压元件，并对动作值和动作延时进行整定，施加 1.025 倍的整定值电压，装置应可靠动作；施加 0.975 倍整定值电压，装置应可靠不动作。在 1.2 倍整定值下测动作时间，其误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.22 低电压元件

退出其它所有保护元件，投入低电压元件，并对动作值和动作延时进行整定，施加 0.975 倍的整定值电压，装置应可靠动作；施加 1.025 倍整定值电压，装置应可靠不动作。在 0.8 倍整定值下测动作时间，其误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.23 差电压元件

退出其它所有保护元件，只投入差压 1 元件（差压 2、差压 3 与差压 1 试验方法相同），并对动作值和动作延时进行整定，施加 1.025 倍的整定值电压，装置应可靠动作；施加 0.975 倍整定值电压，装置应可靠不动作。在 1.2 倍整定值下测动作时间，其误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.24 差电流元件

退出其它所有保护元件，只投入差流 1 元件（差流 2、差流 3 与差流 1 试验方法相同），并对动作值和动作延时进行整定，施加 1.025 倍的整定值的差电流，装置应可靠动作；施加 0.975 倍整定值差电流，装置应可靠不动作。在 50Hz、1.2 倍整定值下测动作时间，其误差不应超过 $\pm 2.5\%$ 。

6.2.2.25 谐波阻抗元件

退出其它所有保护元件，只投入谐波阻抗元件，在整定范围内整定动作阻抗及时限定值，当 5 次谐波阻抗小于整定值时，装置应可靠动作；当 5 次谐波阻抗大于整定值时，装置应可靠不动作。

6.2.2.26 非电量保护元件

非电量保护接空触点进入装置，其中重瓦斯、电抗器过热、压力释放动作于断路器跳闸，轻瓦斯、电容器过热、动补变过热、动补分闸动作于预告信号。

6.2.2.27 断路器失灵保护

当装置发出遥控合闸命令后，若断路器在整定时间内（开关动作时间）未动作，则给出断路器失灵的事件报告。

当装置发出跳闸命令（保护跳闸或遥控跳闸）后，若断路器在整定时间内（开关动作时间）未动作，则给出断路器失灵的事件报告。

6.2.2.28 馈线盘上的 VFD 装置

6.2.2.28.1 测量信息显示检测

正常运行状态下，VFD 装置循环显示所有馈线参数（电流、电压及相角值）。此时，按馈线盘上的所有“复归”按钮中的任意一个，VFD 装置的显示停留在当前画面，且显示的内容不断刷新，再次按任一“复归”键跳到下一屏。在 VFD 装置的显示画面停止循环时，持续按任一“复归”键 3 秒钟，画面再次循环显示所有馈线参数（电流、电压及相角值）。

装置刚上电或复位后，自动进入正常运行，正常情况下馈线盘上的 VFD 显示主页面如图 2-7：

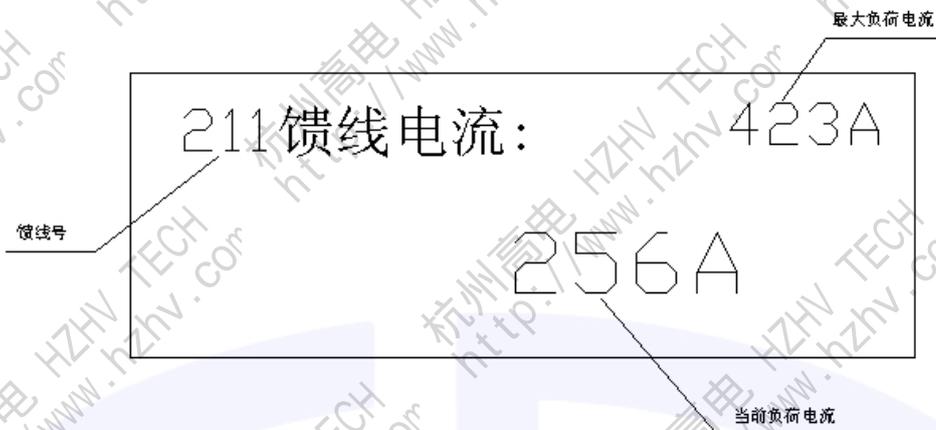


图 2-7：VFD 显示内容

VFD 显示主页面的左上角显示馈线号，右上角显示历史最大负荷电流值，下方显示当前负荷电流值。

6.2.2.28.2 保护信息显示

当 VFD 装置检测到 BCJ 信号时闪屏显示如下画面并驱动电铃：

211 跳闸

随后显示保护信息：

211 跳闸 重合失败
 $\Delta I, I>>, I>, FI, ZI, ZII, ZIII$

左上角显示馈线号，右上角显示重合闸信息：如果有重合闸投入，显示信息为重合失败或重合成功，如果无重合闸投入则显示空白或开关拒动。下方为投入的保护信息，各符号的含义分别为：

ΔI ： 电流增量保护

$I>>$ ： 电流速断保护

$I>$ ： 过电流保护

FI： 过负荷保护

ZI： 阻抗 I 段保护

ZII： 阻抗 II 段保护

ZIII： 阻抗 III 段保护

当有保护信息显示时，VFD 显示停在当前画面，只有按对应“复归”键才能复归画面，按其它“复归”键无效。复归后接着显示下一个故障画面或显示测量信息画面。

6.2.2.28.3 告警信息显示

当 VFD 装置检测到预告信号时闪屏显示告警信息并驱动电笛。馈线盘上的 VFD 装置共有 8 路预告信号，分别是：a 相压互高压熔断器故障、b 相压互高压熔断器故障、微机装置失电、微机装置故障、馈线未复归、馈线过负荷、自动装置动作、控制回路故障。

如果预告信号存在，VFD 装置将会一直闪屏显示告警信息。此时，按馈线盘上所有“复归”按钮中的任意一个，VFD 装置的显示跳到下一个告警画面或回到主循环并在测量信息显示后作为一个画面来显示。如果预告信号消失，VFD 装置的显示自动跳到下一个告警画面或回到主循环显示测量信息。

6.2.2.29 并补盘上的 VFD 装置

6.2.2.29.1 测量信息显示

正常运行状态下，VFD 装置循环显示：a 相并补测量参数（电压、电流）、b 相并补测量参数（电压、电流）、动力变测量参数（a 相电流、b 相电流）、通用测控参数（气温、湿度、风速）。

此时，按并补盘上所有“复归”键中的任意一个，VFD 装置的显示停留在当前画面，且显示的内容不断刷新，再次按任一“复归”键跳到下一屏。在 VFD 装置的显示画面停止循环时，持续按任一“复归”键 3 秒钟，画面再次循环显示所有 7 个画面。

6.2.2.29.2 保护信息显示

6.2.2.29.2.1 并补保护信息显示

当 VFD 装置检测到 BCJ 信号时闪屏显示如下画面并驱动电铃：

a 相并补跳闸

随后显示保护信息：

a 相并补跳闸 开关拒动
I>>, I>, U<, U>, DU, DI, IH>, XBZK

左上角显示并补号，右上角显示开关信息：显示空白或开关拒动。下方为投入的保护信息，各符号的含义分别为：

I>>： 电流速断保护	I>： 过电流保护
U<： 低压保护	U>： 过压保护
DU： 差压保护	DI： 差流保护
IH>： 谐波过电流保护	XBZK： 谐波阻抗保护

当有保护信息显示时，VFD 显示停在当前画面，只有按对应“复归”键才能复归画面，按其它“复归”键无效。复归后接着显示下一个故障画面或显示测量信息画面。

6.2.2.29.2.2 动力变保护信息显示

当 VFD 装置检测到 BCJ 信号时闪屏显示如下画面并驱动电铃：

动力变跳闸

随后显示保护信息：

动力变跳闸 开关拒动
I>>, I>, WS, SY, FI

右上角显示开关信息：显示空白或开关拒动。下方为投入的保护信息，各符号的含义分别为：

I>>： 电流速断保护	I>： 过电流保护
WS： 瓦斯保护	SY： 失压保护
FI： 过负荷保护	

当有保护信息显示时，VFD 显示停在当前画面，只有按对应“复归”键才能复归画面，按其它“复归”键无效。复归后接着显示下一个故障画面或显示测量信息画面。

6.2.2.29.3 告警信息显示

当 VFD 装置检测到预告信号时闪屏显示告警信息并驱动电笛。并补盘上的 VFD 装置共有 13 路预告信号，分别是：微机装置故障、微机装置失电、有人非法闯入、控制回路断线、火灾、直流系统告警信号（所有直流告警信号）、交流系统告警信号（所有交流告警信号）、动力变告警信号（动力变所有告警信号）、信号未复归、自动装置动作、事故信号电源监视。

如果预告信号存在，VFD 装置将会一直闪屏显示告警信息。此时，按并补盘上的 4 个“复归”按钮中的任意一个，VFD 装置的显示跳到下一个告警画面或回到主循环并在测量信息显示后作为一个画面来显示。如果预告信号消失，VFD 装置的显示自动跳到下一个告警画面或回到主循环显示测量信息。

6.2.2.30 主变盘上的 VFD 装置

1#主变盘上的 VFD 装置显示的测量信息、保护信息和告警信息与 2#主变盘上 VFD 装置所显示的相似，下面以 1#主变盘上的 VFD 装置来说明。

6.2.2.30.1 测量信息显示检测

正常运行状态下，VFD 装置循环显示主变所有测量参数（1#进线电压 U_{AB} 、1#进线电压 U_{BC} 、1#进线电压 U_{CA} 、1#主变 A 相电流 I_A 、1#主变 B 相电流 I_B 、1#主变 C 相电流 I_C 、1#主变轨回流、1#主变地回流、1#主变有功功率、1#主变无功功率）。此时，按主变屏上的所有“复归”按钮中的任意一个，VFD 装置的显示停留在当前画面，且显示的内容不断刷新，再次按任一“复归”键跳到下一屏。在 VFD 装置的显示画面停止循环时，持续按任一“复归”键 3 秒钟，画面再次循环显示主变所有测量参数。

6.2.2.30.2 保护信息显示

当 VFD 装置检测到 BCJ 信号时闪屏显示如下画面并驱动电铃：

1#主变跳闸

随后显示保护信息：

1#主变跳闸 开关拒动
SY, DI>>, DI, WS, 3I, $I_{\alpha}>$, $I_{\beta}>$, $I_0>$, $U_0>$, FI, ZWS

左上角显示主变号，右上角显示开关信息：显示空白或开关拒动。下方为投入的保护信息，各符号的含义分别为：

SY： 失压保护	DI>>： 差动速断保护
DI： 比率差动保护	WS： 瓦斯保护
3I： 三相低压过流保护	$I_{\alpha}>$ ： α 相低压过流保护
$I_{\beta}>$ ： β 相低压过流保护	$I_0>$ ： 零序过流保护
$U_0>$ ： 零序过压保护	FI： 过负荷保护
ZWS： 重瓦斯保护	

当有保护信息显示时，VFD 显示停在当前画面，只有按对应“复归”键才能复归画面，按其它“复归”键无效。复归后接着显示下一个故障画面或显示测量信息画面。

6.2.2.30.3 告警信息显示

当 VFD 装置检测到预告信号时闪屏显示告警信息并驱动电笛。主变盘上的 VFD 装置共有 18 路预告信号，分别是：1#主变过热、1#主变油位太低、1#主变通风故障、1#主变压力释放、1#主变风机启动、1#主变装置失电、1#主变弹簧未储能、微机装置失电、1#主变机构压力降低、1#主变轻瓦斯、1#主变机构压力异常、控制回路断线、1#主变自投、1#主变 110KV 压互断线、1#进线自投、1#主变 27.5KV 压互断线、1#进线失压、1#主变过负荷。

如果预告信号存在，VFD 装置将会一直闪屏显示告警信息。此时，按主变盘上的 3 个“复归”按钮中的任意一个，VFD 装置的显示跳到下一个告警画面或回到主循环并在测量信息显示后作为一个画面来显示。如果预告信号消失，VFD 装置的显示自动跳到下一个告警画面或回到主循环显示测量信息。

7 整组试验

7.1 进行整组试验时，控制室和高压室均应有专人监视，并应具备良好的通信联络设备，以便观察断路器和保护装置动作相别是否一致，监视声光信号是否正确，控制室断路器位置指示灯转换正确，如果发生异常情况时，应立即停止检验，在查明原因并改正后再继续进行。

7.2 整组试验分 2 步：a. 通过装置开出试验检查断路器和保护装置；b. 施加交流流量试验检测保护装置和断路器。

8 与当地综自后台的联调

序号	试验项目	要求
1	后台与装置网络通信	应通信正常
2	装置遥信量全召	每个遥信量能遥信采集并显示正常
3	遥信变位（单个和多个）的实时传送	能正确实时传送
4	装置遥测量的传送	每个遥测量能遥信采集并显示正常
5	每个遥控量的分、合	正确分合闸，不得拒动和误动
6	装置整定值的读取和整定	后台与装置一致
7	装置事件报告的实时传送	后台与装置一致
8	装置事件报告的读取	后台与装置一致
9	装置自检报告的实时传送	后台与装置一致
10	装置自检报告的读取	后台与装置一致
11	装置故障报告的实时传送	后台与装置一致
12	装置故障报告的读取	后台与装置一致
13	装置的负荷录波	后台与装置一致
14	装置实时电量的读取	后台与装置一致
15	装置的开出试验	后台与装置一致
16	负荷统计的读取	后台与装置一致

9 与调度系统的联调

参照第 8 项所列举的项目分别进行检验。由调试负责人通知供电调度，与第 8 项同时进行，并电话逐一核对。

10 投入运行前核对定值

各项断开的端子、连片、插件及空开等确认已恢复正常。使装置恢复正常状态，断、合一次直流电源，装置应工作正常，然后分别打印出装置定值，与技术科下发的整定值逐项进行核对。各项整定值、控制字等均应一致。

11 试运行

母线电压、测量电流、保护电流、相位角等的检查。

检修调试结束，检修工作票消票后，再次确认各项断开的端子、连片、插件及空开等已恢复正常，即装置已恢复正常状态。确认一次设备正常，满足送电条件，由检修负责人应通知变电值班员和供电调度，按照送电程序投入相关一次、二次设备。系统工频电压、电流加入屏内，利用综自后台、调试软件工具检查母线电压、测量电流、保护电流、相位角的值是否合理正确（尤其在线路上有负荷时注意观察），否则应检查二次压互、流互极性是否接错以及从端子箱到屏端子排的二次电缆有无接错。

正常运行时各种开入量、非电量开入在调试软件和后台中显示应正确。

以上检查均无问题后装置进入正式运行状态。

若本次进行了整定值修改，应在当地牵引变电所整定值记录本上记录，记录应包括：修改时间、修改值、修改原因、修改人。

12 系统测试

12.1 通信功能测试

系统通电运行 24 小时，后台和网关工作正常，不应死机或通讯中断。

12.2 遥控功能测试

在监控界面下，能对每一个遥控对象进行控制（选线、分、合、装置复归），遥控成功率大于 99.9%。

12.3 遥信功能测试

对所有装置变位量，应能及时上传，对应正确，没有漏报和重报。

12.4 测量功能测试

对系统中各装置的遥测量，电压、电流、有功功率、无功功率、及功率因数的误差不大于 5%，频

率误差不大于 0.01HZ。

12.5 整定功能测试

12.5.1 在后台读取每个保护装置的定值，和 TA-21 调试软件所读的定值进行比较，成功率大于 99%，正确率 100%。

12.5.2 对定值进行一次和二次的转换，和 TA-21 调试软件所读的定值进行比较，转换正确率为 100%。

12.6 事件报告功能测试

12.6.1 主动传送

每个保护测控装置的突发事件，能自动传送至监控界面下正确显示。

12.6.2 召唤报告

在监控界面下能召唤每个保护测控装置的事件报告。

事件报告自动上送的正确率为 100%，读事件报告的成功率应大于 99%。

12.7 检报告功能测试

12.7.1 主动传送

每个保护测控装置的突发自检事件，能自动传送至监控界面下正确显示。

12.7.2 召唤报告

在监控界面下能召唤每个保护测控装置的自检报告。

所有装置的自检报告自动上送的正确率为 100%，读报告的成功率应大于 99%。

12.8 故障报告功能测试

12.8.1 主动传送

每个保护测控装置的突发故障，能自动传送至监控界面下正确显示。

12.8.2 召唤报告

在监控界面下能召唤每个保护测控装置的故障报告。

12.8.3 故障录波

在监控界面下能召唤故障波形及其谐波分析数据。

所有保护装置的故障报告和故障波形及其谐波分析数据和 TA21 调试软件所读的故障进行比较，正确率为 100%，读取成功率为 99%。

12.9 流水打印功能测试

对每个主动上送的故障报告、事件报告、自检报告、遥信变位能正确打印。

12.10 时钟同步功能测试

后台能按 GPS 时钟对每个保护测控装置校时，校时误差应小于 1ms。

第四章 牵引变电所交直流电源系统检修工艺及试验标准

1 巡视检查

对于“有人值班”变电所，在交接班时和当班期间进行巡视检查；对于“无人值班，有人值守”变电所，该项工作由巡检人员完成。

- 1.1 检查蓄电池正、负极极柱连接正确，无变形，各种气塞、栓性能良好。检查蓄电池组外观正常，无脏污，电池箱、台架、连接板等连接正常，且无锈蚀。
- 1.2 检查柜内的母线排、端子排及接线有无松动，必要时进行核对与紧固。
- 1.3 通过监控单元检查单块电池的端电压应符合要求，在必要时进行记录。
- 1.4 检查绝缘及事故报警装置工作正常，信号指示正常；注意检查高频开关电源风扇工作正常。
- 1.5 检查交流电源的输入正常（输入电源的电压、相序正确），是否存在缺相，一般相电压在 230V 左右，线电压在 400V 左右。检查直流电源输出正常，系统直流输出的电压、电流情况符合规定，一般直流电压指示，220V 额定电压装置，一般蓄电池电压为 242V 左右，控母电压为 220V 左右；110V 直流电压装置，蓄电池电压为 121V 左右，控母电压为 110V 左右。
- 1.6 检查高频开关模块和模块监控器工作正常——面板上各指示灯的状态、LED 表头的显示、开关位置、接插件的位置与接插状态是否牢固。
- 1.7 检查电池组端电压与充电电流及充电运行的方式对应。
- 1.8 检查馈出回路开关及指示正确——馈出回路空气开关有无跳闸，馈出回路指示灯是否与馈出回路开关一一对应。
- 1.9 微机监控装置的报警信号及系统的各种告警信号和报警开关的位置正确，是否有报警信号，报警开关的位置是否正确。
- 1.10 检查保险的熔断指示正常，亮了说明保险已断，出现这种情况时应及时进行更换。
- 1.11 系统的接地状态和闪光装置（如果有此功能）工作正常。

2 日常保养

日常保养工作内容除包括巡视检查所要求的内容之外，还应做好以下工作：

- 2.1 日常保养周期为 3 个月，由变配电工区负责进行日常保养
- 2.2 检查正、负极对地的绝缘电阻应符合要求。
- 2.3 检查充电装置在各种状态下的充电功能正常。
 - 2.3.1 蓄电池在正常充电情况下，装置应由恒流限压状态自动向恒压充电、浮充电、正常运行状态转换，且转换过程和持续时间应符合规定。
 - 2.3.2 能自动定期对蓄电池组进行均衡充电，确保电池组随时具备额定容量。
 - 2.3.3 满足远动系统要求，具备由远方对电压、电流进行调控的功能（适用于无人值班变电所）。
 - 2.3.4 在故障状态下，装置应能够自动或手动能切换到“当地”运行方式（适用于无人值班变电所）。
- 2.4 进行蓄电池组日常维护，具体做法如下：
 - 2.4.1 将检查用的扳手、改刀等工具用绝缘胶布包好，穿戴防护用品，防止触电。
 - 2.4.2 用湿布除去蓄电池表面的灰尘（对合成树脂外壳，不得使用香蕉水、汽油、挥发油等有机溶剂或洗涤剂）。
 - 2.4.3 检查蓄电池组的外观及电压水平，螺栓应拧紧。
 - 2.4.4 对蓄电池组进行核对性充、放电，具体做法如下：（与蓄电池型号有关，应参照蓄电池说明书）
 - 2.4.4.1 蓄电池充电：在进行容量测试前，必须按要求对电池充足电，典型充电参数要求如下：
 - 2.4.4.1.1 均充电压：2.4V/单体，单台为 14.4V，单组为 14.4*9 或 14.4*18

2.4.4.1.2 浮充电压：2.23V/单体，长时间偏高或偏低，都会降低蓄电池的使用寿命。单台为13.38V，单组为13.38*9或13.38*18

2.4.4.1.3 充电电流： $\leq 0.1C_{10}$ 。

2.4.4.1.4 在充电后期，当充电电流 $\leq 0.01 C_{10}$ 并维持3小时不变时，可视为电池已充足。

2.4.4.1.5 标称容量： C_{10} 以 I_{10} 电流放电10小时，截止电压1.8V/单体，即10.8V/只。

2.4.4.1.6 充电温度宜在-15℃~45℃之间进行。

2.4.4.2 蓄电池放电：（与蓄电池型号有关，应参照蓄电池说明书）

2.4.4.2.1 蓄电池放电电流应与下表中的终止电压相符：

序号	放电电流 (A)	单体平均放电终止电压 (V)
1	0.1 C_{10} 以下或间歇放电	1.90
2	0.1 C_{10} 或近似电流	1.80
3	0.16 C_{10} 或近似电流	1.75
4	0.23 C_{10} 或间歇放电	1.70
蓄电池放电电流及最大持续时间		
序号	规定时间	放电电流 (A)
1	1 分钟	3.0 C_{10}
2	5 秒	6.0 C_{10}

2.4.4.2.2 当蓄电池出现下列情况之一时，应停止放电：

2.4.4.2.2.1 在放电过程中（8小时以内）有1只电池的电压降到10.5V时，

2.4.4.2.2.2 以 I_{10} 电流放电9小时，每只电池的电压仍在11V以上。

2.4.4.2.3 在放电过程中每隔1小时记录一次电池组的电压和每只电池的电压，当出现单个电池电压低于11V时，应缩短间隔时间为0.5小时或更短。初次循环试验实际容量不低于90% C_{10} ，三次循环后 $\geq 95\% C_{10}$ 。

2.4.4.2.4 每次只能对一组蓄电池组进行放电检查。

3 周期检测

周期检查除做好“日常保养”工作的要求外，还应做好以下工作：

3.1 周期为12个月，由电检车间负责进行周期检测。

3.2 检查确认电池组联结的电路符合接线图的要求、电池组的安装符合电池安装图和电池说明书的规定。

检查交、直流柜的所有接线正确无松动，确保接线正确可靠。

3.3 检查电池组的电压和单块电池电压。

用万用表测量直流柜内的单块电池电压，所测数据、极性，应符合电池端子上的标记，同时，蓄电池电压表指示应与电池组的电压相符。

3.4 检查电池开关、母线和闪光继电器。

合上电池开关，指示灯应亮。说明电池开关、母线工作正常。按下闪光试验按钮，闪光指示灯应有闪光的动作响应。

3.5 检查交流输入单元及自动切换功能正常。

3.5.1 检查屏面上的表计和指示灯指示正确。

3.5.2 用万用表检查保险应无熔断，（或观察保险盒上的发光二极管，有发光时保险已断）；

3.5.3 用万用表检查中间继电器、接触器激励线圈的电压正常。

3.5.4 用万用表检查防雷盒工作正常。

3.6 检查微机监控装置工作正常。

3.6.1 合上微机监控装置的电源开关，微机监控装置应进入工作状态，微机监控装置的液晶显示屏应有正常显示。

3.6.2 能够实时监测控制母线电压、母线绝缘状况。其中母线（±KM）过电压报警值：标准电压 220V 的为 231V，标准电压 110V 的为 116V。母线（±KM）欠压报警值：标准电压 220V 的为 198V，标准电压 110V 的为 99V。母线接地电阻报警值：25KΩ。

注意：在一般情况下，**出厂设定值一般不要改动！**必要时重新设定应征得技术管理人员的同意，组织专人负责，且按下列程序进行：

3.6.2.1 设定母线过压报警值：

3.6.2.1.1 将充电器（调整控制高频模块输出的模块监控器）的输出电压调整为需要设定的电压值（如：231V）。

3.6.2.1.2 用小起子调整过压设定电位器使得过压报警指示灯在要亮非亮的状态。

3.6.2.1.3 将充电器（调整控制高频模块输出的模块监控器）的输出电压恢复为正常工作时的输出电压，设定完毕

3.6.2.2 设定母线欠压报警值：

3.6.2.2.1 将充电器（调整控制高频模块输出的模块监控器）的输出电压调整为需要设定的电压值（如：198V）

3.6.2.2.2 用小起子调整欠压设定电位器使得欠压报警指示灯在要亮非亮的状态。

3.6.2.2.3 将充电器（调整控制高频模块输出的模块监控器）的输出电压恢复为正常工作时的输出电压，设定完毕。

3.6.3.3 设定+KM 接地电阻报警值：

3.6.3.3.1 用一个等于设定值的电阻（如 20K）串接在+KM 和地之间。

3.6.3.3.2 用小起子调整过压设定电位器使得+母线接地报警指示灯在要亮非亮的状态。

3.6.3.3.3 拆除串接在+KM 和地的电阻恢复正常运行，设定完毕。

3.6.3.4 设定-KM 接地电阻报警值：

3.6.3.4.1 用一个等于设定值的电阻（如 20K）串接在-KM 和地之间。

3.6.3.4.2 用小起子调整过压设定电位器使得+母线接地报警指示灯在要亮非亮的状态。

3.6.3.4.3 拆除串接在-KM 和地的电阻恢复正常运行，设定完毕。

3.7 检查告警信号回路工作正常。

在**必要时**检查多功能继电器直流系统接地监测装置和信号馈出单元工作正常（此项检查亦最好在没接有接馈出回路负载时进行，否则，在模拟检查任一馈出回路的接地电阻之前，都应得到有关人员的同意、。

当控制母线上电后，多功能继电器直流系统接地监测装置应进入正常工作，向左或向右扳动接地监测开关，控母电压表应有关于母线接地是否正常的显示，当合上所有馈出回路开关后，任意在一个馈出回路的接线端子上对地串接一个小于设定报警值的电阻，多功能继电器接地监测装置应能报警。

3.8 检查馈出回路单元工作正常。

合上控制母线上相应馈出回路开关，与之相应的控制母线上的馈出回路工作指示灯应亮。合上合闸母线上相应馈出回路开关，与之相应的合闸母线上的馈出回路工作指示灯应亮。

3.9 检查电压调节单元工作正常。

在电压调节装置（DW）内部，自动控制电路能够通过检测控制母线的电压，与设定的基准电压相比较，据此驱动适当数量的执行继电器闭合，以保证控制母线的电压在正常范围内；

如果将降压硅链的调整开关置于手动位置，则可由调整开关的不同档位来控制执行继电器闭合的数量，手动调节控制母线电压。

3.10 检查高频开关模块和模块控制器工作正常。

3.10.1 装置上电后，模块控制器能够首先进入自检过程。“系统状态灯”能自动根据对蓄电池充电程序进行阶段区分。

3.10.2 检查浮充电压。

在空载或电阻性负载的情况下用一字螺丝刀调节浮充电压电位器，顺时针增大设定值；逆时针减少设定值。一般情况下设定值为 2.23V（单体电池电压）× 电池个数。

3.10.3 检查均充电压。

调节时可闭合手动均充开关 5 秒钟左右待系统进入均充后再松手，进入均充时，“系统状态灯”应显示正确。

3.10.4 设定均充时间：可在 10 分钟至 32 小时根据蓄电池的容量设定均充时间，一般设置为 10 小时。

3.10.5 检查高频模块输出正常。当指示灯亮时，高频模块输出正常。不亮时，无正常输出。

3.10.6 检查高频模块技术参数符合要求（不同装置应参考产品说明书进行）。

	项 目	典型指标（220V）	典型指标（110V）	备 注
输入 指 标	输入电压范围	三相 320V~456V	三相 323V~437V	不同装置应参考产品说明书进行
	交流输入电流	≤8A	≤8A	输出 2400W 功率
	交流输入频率	50Hz±10%	50Hz±10%	
	整机效率	≥90%	≥90%	
输出 指 标	输出电压范围	DC198V~286V	DC97V~145.5V	不同装置应参考产品说明书进行
	输出电流	(5%-100%)×额定电 流	(5%-100%)×额定电 流	输出电流超过 105%额定电流，自 动恒流限压
	稳压精度	≤0.2%	≤0.5%	20~100%负载
	稳流精度	≤0.5%	≤0.5%	20~100%负载
	动态响应	≤200us	≤200us	额定输出 20%~75%负载
	纹波系数	≤0.1%	≤0.1%	
保 护 指 标	输入过压保护	456V±5V 自动停机	456V±5V 自动停机	回差式保护电压正常和自动恢复
	输入欠压保护	300V±5V 自动停机	300V±5V 自动停机	回差式保护电压正常和自动恢复
	输出过压保护	300V±3V 自动停机	160V±2V 自动停机	正常后恢复运行
	输出短路保护	输出短路时	输出短路时	正常后恢复运行
	模块过温保护	90℃±5℃	90℃±5℃	正常后恢复运行
	输入雷击保护	需和电站防雷、机柜防雷配合组成三级防雷保护		

3.10.7 检查高频模块的整定参数符合要求（不同装置应参考产品说明书在直流监控装置进行整定）。

	项 目	设定指标（DC220V）	设定指标（DC110V）	备 注
充 电 参 数	浮充电压	242V	121 V	
	均充电压	251V	126 V	
	充电恒流值	小于 0.1C 安	小于 0.1C 安	C 为电池容量，应参考产品说明书
	0.02C			C 为电池容量，应参考产品说明书
	0.1C			C 为电池容量，应参考产品说明书
	均充时限	≤10H	≤10H	应参考产品说明书
保 护 参 数	合母过压	≤260V	≤150V	应参考产品说明书
	合母欠压	200V	100V	应参考产品说明书
	控母过压	231V	116V	应参考产品说明书
	控母欠压	198V	99V	应参考产品说明书
	充电过流			应参考产品说明书
	设置充电	浮充	浮充	
	温度补偿	自动	自动	

4 免维护交、直流电源系统常见故障处理

4.1 电池及电池回路故障。

当直流系统外部出现严重的短路事故，操作机构无法合闸或合闸时电池的端电压下降的特别大时应
对电池回路特别是电池组进行必要的检查。具体的操作步骤是：

4.1.1 观察操作机构进行合闸时电池电压表和电流表——正常情况下，表针的摆动不会很大，并且摆动
后的复位很快。如果电池组有问题，进行合闸时表针的摆动会很大，并且摆动后表针的复位有滞阻现象。

4.1.2 检查电池回路的输出开关——正常运行时该开关应在合位。

4.1.3 检查电池回路的输出保险和附加在保险上的信号装置——应该完好。

4.1.4 用万用表检查电池回路的隔离二极管是否完好。

4.1.5 检查整组电池和单只电池的端电压——用万用表 DC1000V (20V) 档。正常的电池组的端电压应符合使用说明书的规定并且单只电池之间的端电压没有明显的差异。

4.1.6 用万用表进行在线测量，当测量不到某一电池的端电压时，应判定该电池的内部有短路。

4.1.7 用万用表进行在线测量，当测量到某一电池的端电压特别高(如 $\geq 100V$)时，应判定该电池的内部有开路。

4.2 交流回路异常情况检查

4.2.1 检查交流电源输入开关的位置——两路开关中至少有一个在合的位置；

4.2.2 检查输入电源有无失压和缺相——观察屏面上的表计和指示灯；

4.2.3 用万用表检查交流电源输入保险——观察保险盒上的发光二极管，有发光时保险已断；(可对比看)

4.2.4 用万用表检查中间继电器、接触器——用万用表测量激励线圈的电压和激励线圈的通断。

4.2.5 检查防雷盒——本电源柜在高频开关模块的交流电源输入端口处挂有防雷盒，当出现事故或雷击后出现总烧交流保险现象时，请先检查该防雷盒中的压敏元件有无损坏。

4.3 高频开关模块和模块监控器故障判断。

出现下列情况应判断为设备本身的故障：

4.3.1 模块监控器在输入电源正常情况下(本身上电后)，LED 表头没有显示或显示不正常。

4.3.2 模块监控器在在输入电源正常情况下(本身上电后)，面板指示灯没有显示。

4.3.3 模块监控器与高频开关模块之间的带状电缆和其他控制信号线连接正确高频开关模块输出正常，但不能调整模块的输出电压。

4.3.4 模块监控器与高频开关模块之间的控制信号线连接正确高频开关模块输出正常，但不能调整模块的运行方式(均充或浮充、)。

4.3.5 高频开关模块在输入电源正常(本身上电后)面板的指示灯没有指示。

4.3.6 自控状态下的高频开关模块在输入电源正常(本身上电后)没有直流输出。

4.3.7 高频开关模块在消除了引起保护的原因后，高频开关模块不能恢复正常工作。

4.3.8 监控状态下的高频开关模块的工作不受正常工作的模块监控器的控制。

4.4 高频开关模块常见故障处理。

序号	现象描述	原因分析	检查与处理方法
1	模块无输出或输出时有时无。	交流输入失压或缺相。 没有插电源插头或没开机 电源保险断 输入过压保护 输出异常保护 过温保护	检查三相交流电源 检查电源插头和打开开机按钮 检查和更换已坏保险 检查直流输出消除异常 检查和改善工作环境温度
2	模块并机时风扇不工作	模块因负载小没有投入运行 模块没有开机 DB9 并机带状电缆没有插好	改变负载 打开开机按钮 检查并机带状电缆
3	模块面板上的指示灯不亮或闪动	模块没与监控并机 模块没有开机 模块处于保护状态 模块空载或轻载 交流输入缺相	检查并机带状电缆 打开开机按钮 消除引起保护的异常 改变负载 检查三相交流电源
4	LED 表头没有显示	模块没有工作 没有插好监控器背板上的电源连接线插头	打开模块开机按钮 检查和插好监控器背板上电源连接线插头
5	模块均充或浮充转换失灵	没与模块并机 DB9 并机电缆没有插好 没有插好监控器背板上的均、浮转换控制线插头	检查和插好并机带状电缆 检查和插好监控器背板上的均、浮转换控制线插头
6	显示不正确	没有采样信号 没有插好监控器背板上的采样信号连接线插头	检查和处理好采样信号回路 检查和插好监控器背板上的采样信号连接线插头
7	不能调整模块的输出电压	没与模块并机 DB9 并机电缆没有插好	检查和插好并机带状电缆

当模块控制器故障需要退出运行时，具体操作如下：关掉交流电源，拔掉插在模块控制器上的所有插头；拧开接地线；拧开前面板上的紧固螺钉；取出模块控制器。更换时按相反的顺序进行。当模块控制器故障退出运行后，高频开关模块仍然可以工作。但此时的输出电压为固定的 DC230V/DC115V。

4.5 直流控制母线调压单元故障处理。

一般情况下只会出现调压开关手柄位置不当的问题。另外在空载时自动调压单元的每一档的调压值可能会与标称值不一致，这属正常。

4.6 直流系统监测和信号单元常见故障处理。

4.6.1 监测和信号单元异常情况检查和处理程序如下:

序号	现象描述	原因分析	检查与处理方法
1	过压报警	控制母线电压确实过压 母线过压报警电位器设置不当	检查控制母线电压和充电机的输出 检查调压开关手柄位置 重新设置母线过压报警电位器
2	母线电压确实过压但无过压报警	母线过压报警电位器设置不当 多功能继电器没有工作或信号输出接点接线松动 告警信号回路没有工作	重新设置母线过压报警电位器 检查多功能继电器的电源保险和信号输出接点接线 检查告警信号回路和报警开关手柄位置
3	欠压报警	控制母线电压确实欠压 母线过压报警电位器设置不当	检查控制母线电压和充电机及电池组的输出 检查调压开关手柄位置 重新设置母线欠压报警电位器
4	母线电压确实欠压但无欠压报警	母线欠压报警电位器设置不当 多功能继电器没有工作或信号输出接点接线松动 告警信号回路没有工作	重新设置母线欠压报警电位器 检查多功能继电器的电源保险和输出接点接线 检查告警信号回路和报警开关手柄位置
5	系统接地报警	直流母线确实接地 母线接地报警电位器设置不当	检查和处理直流母线及各直流馈出回路的接地问题 重新设置母线接地报警电位器
6	母线确实接地但无接地报警	母线接地报警电位器设置不当 多功能继电器没有工作或信号输出接点接线松动 告警信号回路没有工作	重新设置母线接地报警电位器 检查多功能继电器的电源保险和输出接点接线 检查告警信号回路和报警开关手柄位置
7	告警信号没有工作(灯光)音响、	报警开关位置不当	检查告警信号回路和报警开关位置, 系统正常运行时 报警开关应在合位
8	表计工作异常	表计上没有电压、电流信号 表计内部工作异常	检查表计上的电压信号和分压器上的采样情况 更换问题表计

4.6.2 微机监控系统单元检查和处理程序表。

序号	现象描述	原因分析	检查与处理方法
1	微机监控系统没有工作	没有电源	检查直流母线电压 检查微机监控的电源开关及屏面上的开关 检查微机监控的电源插头和保险 更换问题元器件
2	微机不显示	微机监控系统的功能单元接线插头松动	检查微机监控系统的功能单元接线插头
3	微机监控系统死机	静电干扰 微机监控系统的功能单元接线插头松动	关掉微机监控系统的电源重新开机使之复位 检查微机监控系统的功能单元接线插头
4	微机监控系统无法和上位机通讯	通讯接口线没有接好或接口定义不一致 通讯协议不一致	检查通讯接口线和接口定义 检查通讯协议
5	微机监控系统的电池巡检单元工作异常	没有检测信号 电池巡检插头没有插好 系统菜单参数设置不当	检查电池巡检接线端子上的分组电池的电压信号和接线 检查微机监控系统背板上的电池巡检插头和接线 重新正确设置系统菜单参数
6	显示直流馈出回路状态异常（跳闸）或馈出开关位置异常	直流馈出回路确已跳闸 馈出开关辅助接点故障 系统菜单参数设置不当	检查直流馈出回路 检查馈出开关和开关辅助接点 重新设置系统馈出参数
7	显示充电机故障	充电机确有故障 充电机检测插头没有插好 系统菜单参数设置不当	检查充电机工作情况 检查微机监控系统背板上的充电机检测插头和接线 重新正确设置系统菜单参数
8	显示直流输出过压报警	控制母线电压确实过压 系统菜单参数设置不当	检查控制母线电压和充电机的输出 检查调压开关手柄位置 重新设置直流输出过压报警参数
9	显示直流输出欠压报警	控制母线电压确实欠压 系统菜单参数设置不当	检查控制母线电压、充电机和电池组的输出 检查调压开关手柄位置 重新设置直流输出欠压报警参数
10	显示蓄电池过压报警	蓄电池确实过压 系统菜单参数设置不当	检查充电机输出 检查蓄电池组电压和单体电池电压、 重新设置电池过压报警参数
11	显示蓄电池欠压报警	蓄电池确实欠压 系统菜单参数设置不当	检查充电机输出 检查蓄电池组电压和单体电池电压、 重新设置电池欠压报警参数
12	显示蓄电池离线报警	电池保险离线或损坏	检查电池保险及更换损坏的电池保险
13	显示交流输入过压报警	交流输入确实过压 系统菜单参数设置不当	检查三相交流电源 重新设置交流输入过压报警参数
14	显示交流输入欠压报警	交流输入确实欠压 系统菜单参数设置不当	检查三相交流电源 重新设置交流输入欠压报警参数