

水轮机检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是依据【GB 8564-2003】水轮发电机组安装技术规范、国电集生[2007]363 号文及福建南电股份有限公司提供的有关技术文件并结合本站的实际情况进行制定。

制定本标准的目的：更好地对本站水轮机进行点检和检修。

本标准的内容：对本站水轮机的检修周期、项目和技术要求进行了规定。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神等相抵触的地方，则应以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

水轮机检修规程

1 主题内容与适用范围

1.1 本标准规定了本站 HLJF1803-LJ-215 水轮机的检修周期、项目、工艺及试验等内容。

1.2 本标准适用于本站 HLJF1803-LJ-215 水轮机的检修技术工作。

2 引用标准和参考资料

【GB 8564-2003】水轮发电机组安装技术规范

【HLJF1803-LJ-215】水轮机技术条件

3 设备规范

3.1 水轮机技术参数

项 目	单 位	规 范 值	备 注
型号		HLJF1803-LJ-215	
生产厂家		福建南电股份有限公司	
上冠最大直径	mm	2150	
转轮标称直径	mm	2201.6	
下环最大直径	mm	2430	
转轮高度	mm	1070	
转轮叶片	个	15	
水轮机重量	kg	108000	
大轴直径	mm	600	
水轮机大轴长度	mm	890	
固定导叶的数量	个	24	
空心固定导叶的数量	个	1	
活动导叶的数量	个	24	
导水叶的高度	mm	387	
接力器型式		摇摆式	
接力器活塞行程	mm	180	
接力器活塞直径	mm	300	
接力器操作油压	MP a	6.3	
额定水头	m	185.5	
最大水头	m	187.426	
最小水头	m	181.52	
额定流量	m ³ /s	36.44	
额定出力	KW	61230	
最高保证效率	%	94.5	

项 目	单 位	规 范 值	备 注
旋转方向		俯视顺时针	
额定转速	r/min	428.6	
飞速转速	r/min	711	
设计吸出高度	m	-2.9	
检修密封结构形式		空气围带式密封	
补气型式	mm	自动补气	
主轴密封结构形式		无接触泵板密封+巴氏合金	
顶盖排水型式		自流排水	
水导轴承型式		旋转油盆静压式巴氏合金筒形瓦导轴承	
水导瓦个数	块	2	

3.2 水轮机出厂投产时间

机组编号	出厂年月	投产日期
1 号水轮机	2011 年 5 月	2013 年 10 月
2 号水轮机	2011 年 5 月	2013 年 10 月
3 号水轮机	2011 年 5 月	2013 年 10 月
4 号水轮机	2011 年 5 月	2013 年 10 月

4 检修周期与项目

4.1 检修周期

检修类别	周 期	工 期	备 注
点 检	1 周	1 天	发现缺陷及时处理
C 级检修	10~12 个月	6~8 天	对年内有 A、B 级检修的机组，不安排
B 级检修	4~6 年	30~40 天	一般在两次 A 级间隔期安排一次 B 级
A 级检修	6 年	35~45 天	按 A-C-C-B-C-C-A 方式轮换

4.2 检修项目

4.2.1 点检项目及要求

- 测量水导摆度符合要求。
- 技术供水应正常。
- 水导轴承油位、油色、油循环及瓦温无异常。
- 水轮机运行无异音，设备干净无油污。
- 油水气管路各阀门位置正确，无漏点，各测压表计指示正确，无渗漏。
- 主轴密封漏水量正常，顶盖排水正常。
- 机组剪断销无剪断，控制环、连杆、连杆销、拐臂等均正常。
- 空气补气阀、真空破坏阀正常。
- 技术供水系统无异常。

4.2.2 C 级检修项目

- 导叶剪断销及连杆检查。
- 技术供水系统检修。
- 水导油面及油质检查。
- 蝴蝶阀液压系统、空气阀检查。
- 表计检查和校验。
- 蜗壳及转轮检查，导叶间隙检查。
- 水轮机水车室清扫，顶盖排水检查或疏通。

h) 水轮机主轴中心孔补气阀检查。

4.2.3 B级检修项目

- a) 转轮汽蚀测绘及处理。
- b) 转轮裂纹检查测绘及处理。
- c) 导水机构各部检查。
- d) 导叶上、下端间隙检查。
- e) 导叶立面间隙检查。
- f) 导叶汽蚀磨损处理。
- g) 顶盖、蜗壳检查清扫及尾水管检查。
- h) 水导油槽清扫。
- i) 水导轴承间隙测定和轴瓦检查处理。
- j) 水导转动油盆煤油渗漏试验。
- k) 主轴密封检修。
- l) 检修密封检查。
- m) 真空破坏阀分解检修。
- n) 顶盖排水管路检查。
- o) 各系统阀门清扫、检查处理。

4.2.4 A级检修项目。除B级检修项目外，另外增加下列项目：

- a) 主轴拆装。
- b) 导水机构检修。
- c) 导叶开度测定。
- d) 其它技改项目。

5 检修工艺

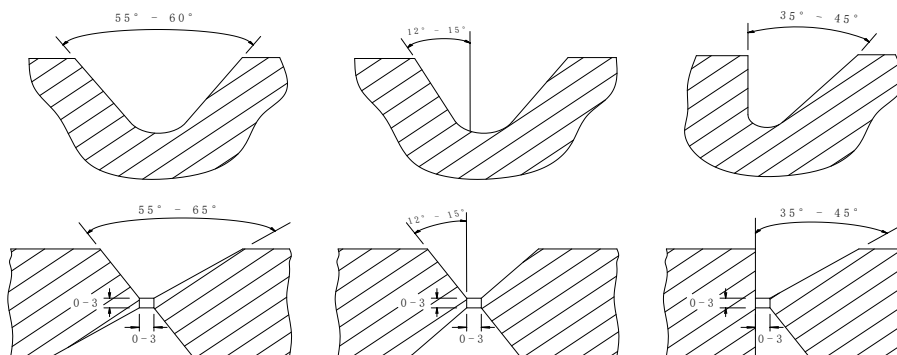
5.1 一般注意事项和要求

- 5.1.1 检修人员必须熟悉设备、图纸，明确检修任务，熟悉检修工艺及质量标准。
- 5.1.2 设备零件、部件存放时应用方木或其他物体垫好以免损坏地面及零部件加工面。
- 5.1.3 需拆卸的部件应有清晰的编号和位置记号。拆下的螺钉、螺栓、垫圈等零件应存放在布袋或木箱内，应记载不同型号、规格零件的原始装配位置。
- 5.1.4 拆卸时应先拔销钉后拆卸螺栓，安装时先打销钉，后紧固螺栓。
- 5.1.5 零件拆卸过程中，随时进行检查，发现异常和缺陷，应作好记录，以便修复或更换。如是重大缺陷，应及时向上级汇报。
- 5.1.6 部件拆卸后留下的窗口、孔洞、管口应打上木塞或用布包上。
- 5.1.7 部件组合面、键、键槽、内外螺纹等处的毛刺、伤痕应予修刮，打磨处理好。
- 5.1.8 轴颈的工作面应抹涂凡士林或黄油，防止受潮生锈，并不得随意用手抹试以免汗渍侵蚀。在回装时，在轴瓦、活塞杆等部件上均涂少许透平油以便装入。
- 5.1.9 在拆装调整过程中，不可直接用榔头敲打部件，应用紫铜棒或铅板、木板等物垫上后锤击，以免损坏部件。
- 5.1.10 检修前后及处理过程中，应测定各有关技术数据，作好各种技术记录。
- 5.1.11 在蜗壳内作业，要搭平台并栓好安全带。
- 5.1.12 检修场地应经常保持清洁。汽油、破布等易燃物应妥善保管。水轮机工作平台等动火位置应备有灭火器。
- 5.1.13 使用电动工具要严格遵守安规，使用角向磨光机必须戴好护目镜和防尘口罩，并使火星严禁对着工作人员。
- 5.1.14 金属容器内使用照明必须根据《电业安全规定》使用 12V 行灯变。
- 5.1.15 机组修前试验等数据须及时记录。
- 5.2 检修的主要程序(以 A 级检修为例)
- 5.2.1 检修前的准备工作。
- 5.2.1.1 停机后关闭进水蝶阀、尾水闸门，要求无严重漏水。
- 5.2.1.2 开启蜗壳、机组排水阀排水，启动检修排水泵开始排水，并派专人监视水泵运行正常。
- 5.2.1.3 打开尾水试水阀，确认尾水水位下降后方可打开尾水人孔门。

- 5.2.1.4 在已确认尾水管排尽水后再打开蜗壳人孔门,并在采取防止水淹工作部位的措施后再开始水轮机的检修工作。
- 5.2.1.5 做检修前的无水试验,做好相关安全措施。
- 5.2.2 拆卸主轴中心孔补气装置。
- 5.2.3 分解水轮机与发电机主轴连接法兰螺栓。
 - 5.2.3.1 主轴法兰分解前水轮机部分准备工作及措施。
 - 5.2.3.2 在尾水管内搭工作平台。
 - 5.2.3.3 在底环与转轮之间均匀对称地楔入楔子板,将机组重量落在底环上,并使水平、中心、高程均合格。
 - 5.2.3.4 作好水发联轴螺栓位置记号及法兰位置记号后,使用专用工具拆除主轴法兰联接螺栓。
 - 5.2.3.5 拆卸水车室电动葫芦轨道。
- 5.2.4 拆除水导轴承。
 - 5.2.4.1 水导排油,拆除水导进、排水管路、油位计、摆度测量装置等。
 - 5.2.4.2 拆除水导轴承盖。
 - 5.2.4.3 拆除水导油冷却器、挡油板、测温装置等。
 - 5.2.4.4 拆除水导上油槽。
 - 5.2.4.5 拆除水导瓦座定位销钉及固定螺栓,吊出筒式水导瓦。
 - 5.2.4.6 分解转动油盆。
- 5.2.5 拆除主轴密封。
 - 5.2.5.1 拆除主轴密封装置的进水管、排水管、检修密封进气管及顶盖测压装置和真空破坏阀等。
 - 5.2.5.2 拆除主轴密封装置密封盖及浮动密封架。
 - 5.2.5.3 拆除密封块,分解主轴密封座。
- 5.2.6.2 拆除转动密封抗磨板。
- 5.2.6.3 拆除转轮与水轮机轴连接螺栓保护盖板。
- 5.2.6 拆卸检修密封块。
- 5.2.7 导水机构分解。
 - 5.2.7.1 拆卸连杆与导叶臂连接板的销钉螺栓,吊走控制环。
 - 5.2.7.2 拆除导叶端盖固定螺栓,用专用工具拔除导叶轴与拐臂销钉,取出拐臂,拔出套筒。
- 5.2.8 拆吊顶盖
 - 5.2.8.1 拆除顶盖定位销钉及固定螺栓。
 - 5.2.8.2 吊走顶盖。
- 5.2.9 分解转轮与水轮机主轴
 - 5.2.9.1 检查并标注转轮与主轴位置记号及连轴螺栓记号后用专用工具拆除转轮与主轴联接螺栓。
 - 5.2.9.2 吊出水轮机主轴至检修场检修。
 - 5.2.9.3 吊出转轮至检修场检修。
- 5.2.10 导水机构检修
 - 5.2.10.1 将活动导叶编号后吊至检修场检修。
 - 5.2.10.2 将底环做好记号后拆除定位销钉及固定螺栓,吊出机坑检修。
- 5.2.11 检查转轮、蜗壳、压力钢管、尾水管汽蚀破坏及裂纹情况。
- 5.2.12 补气阀、真空破坏阀和主轴中心孔补气阀检查处理。
- 5.2.13 转轮及导水机构回装。
 - 5.2.13.1 底环清扫检查,过流面检查。
 - 5.2.13.2 活动导叶轴颈清扫、除锈,去除高点、毛刺等。
 - 5.2.13.3 底孔清扫检查,检查活动导叶下轴颈与底孔配合间隙合格后按编号将活动导叶吊装就位。
 - 5.2.13.4 吊水轮机转轮进入机坑并用楔子板垫平,使转轮的中心、高程、水平合格。
 - 5.2.13.5 吊装顶盖并装入密封条使其中心、高程和水平合格,装入定位销钉后紧固螺栓。
 - 5.2.13.6 将水轮机主轴吊入机坑与转轮联接,使用专用工具紧固联轴螺栓。
 - 5.2.13.7 导叶套筒回装,检查并更换不合格的密封。
 - 5.2.13.8 吊装控制环
 - 5.2.13.9 导叶套筒和控制环回装后,依次回装拐臂、连杆、压盖、连杆销、螺栓等。

- 5.2.13.10 调导叶端面间隙、导叶立面间隙合格。
- 5.2.14 水轮机主轴与发电机主轴联接。
- 5.2.15 密封安装
 - 5.2.15.1 回装水轮机与主轴连接螺栓保护盖板。
 - 5.2.15.2 回装主轴密封抗磨板。
 - 5.2.15.3 回装检修密封围带。
 - 5.2.15.4 回装主轴密封座。
 - 5.2.15.5 回装主轴密封块和浮动密封架。
 - 5.2.15.6 回装主轴密封装置密封盖。
 - 5.2.15.7 安装主轴密封进、排水管路和检修密封进气管路及接头等。
 - 5.2.15.8 主轴密封进、排水管回装后作通水试验，有少量漏水为合格。
 - 5.2.15.9 检修密封及进气管路安装后做充气试验，应能保压为合格。
- 5.2.16 顶盖其他测量装置安装及试验。
- 5.2.17 顶盖真空破坏阀安装。
- 5.2.18 水导轴承安装
 - 5.2.18.1 转动油盆回装后作 4 小时煤油渗漏试验，要求无渗漏。
 - 5.2.18.2 回装水导轴承座和轴瓦，按记号装入销钉，对称紧固螺栓。
 - 5.2.18.3 用塞尺测量转动油盆与瓦座及轴瓦与轴的间隙应符合要求。
 - 5.2.18.4 若水导瓦间隙需要重新调整则应视情况重新配绞水导瓦座定位销钉。
 - 5.2.18.5 水导油冷却器试验合格后回装，挡油板回装。
 - 5.2.18.6 注入合格的油至工作位置后封闭水导油槽盖。
 - 5.2.18.7 安装水导油位计，油位调节杆应能上下移动。
 - 5.2.18.8 安装水导进、出水管路。
- 5.2.19 开机前的准备工作
 - 5.2.19.1 关闭蜗壳排水阀，检查无漏水后关闭蜗壳人孔门。
 - 5.2.19.2 关闭尾水排水阀，检查阀门无漏水后封闭尾水门。
 - 5.2.19.3 关闭尾水人孔门后关闭尾水试水阀并用堵头封堵。
 - 5.2.19.4 检查蝶阀正常后开启旁通阀充水，检查补气阀应无漏水。
 - 5.2.19.5 打开机组技术供水阀，检查技术供水应正常。
 - 5.2.19.6 手动开启机组电动进水阀，检查各轴承冷却器及管路、阀门、表计、法兰、接头等无渗漏等异常情况，最后做开机前全面检查。
- 5.2.20 开机
 - 5.2.20.1 做甩负荷试验，检查并记录转轮上腔压力、尾水管压力，蜗壳压力，测量机组的振动和摆度。
 - 5.2.20.2 检查顶盖排水及集水井水泵的启动情况，调节主轴密封水压和各导轴承油槽冷却器水压、水量等。
- 5.3 转轮的检修
 - 5.3.1 B 级及以下级检修时，转轮的检修可在机坑内进行；A 级检修时，可吊出机坑进行检修。
 - 5.3.2 转轮裂纹检查及处理
 - 5.3.2.1 裂纹探伤的方法有着色探伤法、电磁探伤法和超声波探伤法等。
 - 5.3.2.2 转轮若有任何部位任何大小的裂纹都必须进行处理，用砂轮机或碳弧气刨将裂纹磨透或刨开，直到不见裂纹为止，同时在裂纹末端钻一小孔，然后都焊死，以防裂纹发展。
 - 5.3.2.3 坡口及坡口处理：
 - a) 叶片根部裂纹，用电弧刨清除裂纹时，应以两侧逐步向中间清除，不允许首先从中间开始，坡口根部应刨成 R76mm 的 U 型，以防裂纹延伸。
 - b) 叶片出水裂纹，铲除前，裂纹尾部用 6~8mm 钻头钻止裂孔，然后用电弧刨刨开坡口，用砂轮清除坡口氧化层，露出母材表面，用放大镜详细检查有无裂纹、砂眼等缺陷。
 - c) 对分叉裂纹坡口的凸拐部分应刨成圆滑过渡。
 - d) 对穿透性裂纹应先刨叶片上面，深度不少于母材厚度的三分之二，待上面补焊后，再刨下面。

e) 裂纹开坡口形式见图 B1:



B 1

5.3.2.4 视坡口大小, 可以进行一次或几次堆焊而成。其工艺如下:

- 转轮材料为不锈钢 $ZG0_{13} N_{14} MO$, 补焊时应尽量选用与转轮母材相同或相近的材质焊条进行补焊。
- 焊前用烤把将坡口两侧加温到 $70\sim 100^{\circ}C$ 。对贯穿性裂纹, 可加温到 $150^{\circ}C$ 。
- 裂纹补焊采用小规范焊法(小电流快速焊)多层多道焊, 不允许作过大的横向摆动。大坡口施焊时采用坡口两侧增加的镶边焊, 收弧时弧坑要填满, 表面层要高出母材 $1\sim 2mm$, 不得有大于 $1.0mm$ 深的咬边, 穿透性裂纹要清根焊透。
- 每层焊完锤击检查有无裂纹, 并及时处理, 未穿透性裂纹第一层焊开始锤击, 穿透性裂纹从第二层开始锤击, 锤击要迅速, 锤印要排密, 往返 $2\sim 3$ 次。
- 层间温度若低于预热温度, 应重新加热到预定的温度值, 方允许施焊一层。
- 对每条焊缝的焊接处理要求一次性进行, 不允许间歇时间过长。
- 焊条要按要求进行烘烤, 随用随拿。
- 贯穿裂纹部位焊接结束后, 应立即加温到 $150\sim 200^{\circ}C$, 然后缓冷。
- 焊接后应无气孔, 夹渣及裂纹, 并进行探伤试验。
- 表面应打磨平滑, 并再一次作探伤检查。遇有一条或多条严重裂纹时应查明原因。

5.3.2.5 处理区在磨平后应光滑, 符合原型线要求。

5.3.3 转轮法兰面与水轮机主轴下法兰面的分解及检查处理。

5.3.3.1 当迷宫间隙不圆度大于迷宫间隙的 $\pm 10\%$ 时, 则应打磨处理迷宫环不圆度, 直至合格为止。

5.3.3.2 拆卸泄水锥。

5.3.3.3 用碳弧气刨去泄水锥与转轮上冠焊接的焊点, 同时用钢丝绳将泄水锥吊住, 在刨去焊接点后, 将泄水锥放下。

5.3.4 进行转轮法兰面的检查研磨工作时, 用油石将肉眼可见的毛刺、划痕等损伤处理平整后, 用包上羊毛毡的大平板, 洒上酒精滤过的研磨膏进行有规律的回转研磨, 最后检查法兰接触情况, 反复进行, 直至无高点, 接触均匀, 总接触面大于 75% 为合格。对于局部划痕, 可用金相砂纸或油光锉进行小量处理。

5.3.5 清洗联轴螺栓, 处理毛刺及伤痕, 所有螺帽及螺栓的配合应合格, 螺栓的精配合部位如有伤痕及锈斑, 应用细砂纸及细油石处理, 最后涂一层凡士林保护。

5.4 分轴与联轴

5.4.1 水轮机主轴与发电机主轴分解

5.4.1.1 转子落在风闸上, 转轮下环用楔子块垫平。

5.4.1.2 用专用工具拆除联轴螺栓。

5.4.1.3 用风闸顶起转子使水轮机主轴法兰面与发电机法兰面分离后, 用行车吊出转子。

5.4.2 水轮机主轴与转轮分解

5.4.2.1 转轮在机坑落于座环的下环上, 行车吊具吊住水轮机主轴。

5.4.2.2 用专用工具拆除联轴螺栓, 将水轮机轴吊至检修场检修。

5.4.3 水轮机主轴检修

5.4.3.1 检查主轴法兰面和螺孔并用汽油或酒精进行清扫, 接合面应无毛刺、伤痕。并且用 10 倍放大

镜检查喷涂层并与标准样板比较。

5.4.3.2 各连接螺栓与螺母配合应良好，旋动时应无卡阻现象，螺纹及螺母端面应无毛刺、损伤等情况。

5.4.3.3 水轮机与发电机法兰接合面检查，螺孔内表面光滑无毛刺，光洁度不低于▽7，法兰面应平整无凸起，接触均匀且接触面应大于75%，法兰止口无毛刺，光洁度不低于▽7。

5.4.3.4 对于转轮上的螺孔应清扫干净，并检查与螺杆的配合应无卡阻现象，同时在其螺纹部分涂二硫化钼润滑剂。

5.4.4 水轮机主轴与转轮联结。

5.4.4.1 将水轮机转轮下放时低于安装高程25mm，并用楔子板垫平，使转轮的中心、高程、水平符合要求。

5.4.4.2 用酒精或汽油清扫并检查水轮机主轴与转轮接合面清洁无杂物，将橡胶密封圈粘接后清洗干净放入密封槽。

5.4.4.3 检查法兰面定位销钉无毛刺、划痕等损伤。

5.4.4.4 将水轮机主轴吊入机坑，对正法兰面后对称穿入联结螺杆，紧固时也应使用专用工具对称紧固。

5.4.4.5 检查水轮机主轴与转轮连接的紧固力及法兰接合面间隙，用0.02mm塞尺不应通过。

5.4.5 水轮机主轴与发电机主轴连接

5.4.5.1 检查水轮机主轴法兰面高程、中心、水平及位置是否符合发电机吊入转子的要求。

5.4.5.2 用酒精或汽油清扫并检查水轮机和发电机联轴法兰面清洁无杂物，水轮机法兰平面水平度在0.05mm/m以内。

5.4.5.3 将转子缓缓吊入机坑，当发电机主轴下法兰面距离水轮机主轴法兰面20mm左右时，转子停止下落。用白布和酒精清扫并检查两法兰面清洁无杂物后，检查并调整各螺孔中心对正后，将转子落在风闸上。

5.4.5.4 将联轴螺栓从下部向上穿入螺孔，对称穿入螺栓应无卡阻、憋劲等现象。

5.4.5.5 用专用工具将水轮机主轴提升到位后，对称带紧两个螺栓。

5.4.5.6 旋紧其余六个螺母，用专用扳手冷带紧，要求用力适度并均匀。

5.4.5.7 用专用加温工具加热螺栓至35℃左右时，将螺母紧固至事先划好的螺母转角29°位置。

5.4.5.8 对称紧固好六个螺栓后，再松开先前紧固的两个螺栓，用上述方法紧固这两个螺栓。

5.4.5.9 所有联轴螺栓紧固合格，在盘车合格后必须用挡块电焊止退，以防止松动。

5.5 水导轴承检修

5.5.1 水导轴承分解前用塞尺在水导轴承对称测定8点间隙，以供检修参考。

5.5.2 转动油盆应注意轻拆轻装，装复油盆时，应注意密封圈（或纸垫）不得压错位及损伤，装好后做4小时煤油渗漏试验，不得有渗漏。

5.5.3 清扫轴承，检查瓦面，瓦面要求无毛刺、高点及划痕等，与大轴配合的总间隙值在0.20~0.28mm，椭圆度不大于±0.02mm，否则应予刮碾瓦面。

5.5.4 轴承调整（当机组轴线及推力瓦受力调整合格，水轮机迷宫间隙及发电机空气间隙合格后），即可装复密封及轴承，轴承体按记号落下（瓦面必须用酒精、绸布严格清扫干净），先用千斤顶在四个方向来回顶靠测定各方向的总间隙值应符合要求，在顶靠轴承时必须严密注意轴承不能脱离支架面，以保证轴承间隙调整符合运行情况，依据总间隙及盘车水导摆度值，调整水导各方向间隙值，最后紧固水导轴承联接螺钉（注意要架表监视，不得变化）。

5.5.5 安装时应注意轴瓦面必须保持垂直。

5.5.6 将固定油槽、温度计、油位计、管路等附件装复，封闭油槽盖板，充油至规定的高度。

5.6 主轴密封检修

5.6.1 主轴密封分解后应检查其下部的不锈钢抗磨环形板有无擦伤和磨损，轻度擦伤和磨损，可用油石打磨，重者可补焊修磨或更换，并记录检查结果。

5.6.2 安装好不锈钢抗磨板后应检查其与大轴的垂直度。

5.6.3 组装密封块时，应检查密封块的磨损量，且接缝处应无间隙并密封严密。

5.6.4 组装后，应通水试验，有少量漏水为合格。

5.7 导水机构的检修

5.7.1 松开连杆销钉螺栓，拆下端盖，用专用工具拔出锥销，取下拐臂，拔出连杆臂销钉螺栓，取下

连杆臂，清扫各部件，配合部位无毛刺，连杆臂能自由转动，无整劲、卡死等现象。

5.7.2 导叶套筒清扫除锈，检查组合面有无毛刺，各密封圈有无损坏及老化变形，严重者应更换。

5.7.3 导叶轴颈配合不要过紧和过松，拆卸各部件应编号放置和回装。

5.7.4 导叶除锈清扫后检查处理端面、立面间隙处及轴颈的毛刺，并测量轴颈尺寸，检查与套筒配合公差，应在要求范围内。

5.7.5 顶盖、控制环支架清扫检查，检查控制环支架接合面。

5.7.6 检查控制环抗磨块有无损伤及松脱现象，视情况进行处理或更换。

5.7.7 底环在导叶吊出后，拆除销钉及联接螺钉，用顶丝顶松底环后吊出机坑，测量导叶下轴颈与轴套配合间隙，个别轴套过大或破损影响导叶垂直度者应予更换。

5.7.8 调整导叶上、下端面间隙应符合：上部间隙一般为实际总间隙的 60~70%，下部间隙一般为 30~40%，且应检查大小头间隙大体一致，以防导叶倾斜。

5.7.9 调整导叶间隙合格后，应将导叶连杆拧紧，锁紧螺母拧紧。最后测量导叶开口行程误差应不大于±5%，给上油压操作导叶后，最后检查立面间隙及开口行程应合格。

5.7.10 测量连杆距离，导叶端面、立面间隙并作好记录。

5.7.11 导叶汽蚀处理：检查导叶各部汽蚀及磨损情况并做好记录，对汽蚀磨损较严重处进行补焊或刷涂处理，处理后的叶型应保持不变。

5.8 座环、蜗壳、尾水管检修

5.8.1 检查各部焊缝有无裂纹、汽蚀；各测量管口应通气保证畅通，排水阀栏污栅完好。

5.8.2 检查尾水管各部焊缝有无裂纹、汽蚀。

5.9 顶盖拆装

5.9.1 在顶盖拆装前后，用内径千分尺测量顶盖与座环间隙，均测八点，测定点应清扫干净，并做好记录和记号。

5.9.2 顶盖各部分瓣结合面均无间隙，用 0.05mm 塞尺不能通过，局部间隙不大于 0.15mm，否则应进行处理。

5.9.3 在吊装时，应保证顶盖水平度在 0.05mm/m 范围内，各部清扫干净，结合面橡皮条完好。

5.10 补气装置检修

5.10.1 在水轮机主轴与转轮、水轮机主轴与发电机主轴联结及发电机主轴上端与主轴中心补气装置连接时，应分别清理并检查各接合面及密封橡胶条。

5.10.2 安装补气阀时，首先须在阀座的导向轴内壁涂上黄油，再安装弹簧，并做好配重试验。

5.10.3 主轴中心补气阀预紧力调整时，弹簧开启时真空度为 10Kpa，全开时为 20Kpa。带缓冲，全开行程在 45~100mm 之间，注意检查阀门的动作情况，开启时应快速开启，以防止噪声。

5.10.4 补气阀预紧力调整好后，用 2 个螺母相互紧固锁紧，注意锁紧前须将丝扣和薄螺母清洗干净并在螺母中涂上螺纹锁固剂。

5.10.5 补气阀试验完成以后，便可将补气阀安装在底座上，再安装补气阀罩。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

Q/JLT-1-04-002-2015

水轮发电机机械检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是根据 GB8564-2003 水轮发电机组安装技术规范、GB7894-87 水轮发电机技术条件及福建南电股份有限公司提供的有关技术文件并结合我站实际情况而制定。

制定本标准的目的：更好地对本站 SF60-14/4600 型水轮发电机机械部分进行检修。

本标准的内容：规定了本站水轮发电机机械部分的检修周期、检修项目、检修工艺及技术要求。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神等相抵触的地方，则应以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

水轮发电机机械部分检修规程

1 主题内容与适用范围

- 1.1 本标准规定了水轮发电机机械部分的检修周期、项目、质量标准及检修工艺。
- 1.2 本标准适用于本站 SF60-14/4600 型水轮发电机机械部分的检修与试验。

2 引用标准和参考资料

- 2.1 GB8564—2003 水轮发电机组安装技术规范
- 2.2 GB7894—87 水轮发电机技术条件

3 设备规范

3.1 水轮发电机技术参数

序号	名称	单位	技术参数
1	型号		SF60-14/4600
2	型式		立式悬挂式
3	额定容量	MVA	66.667
4	额定功率	MW	60
5	额定电压	kV	13.8
6	额定电流	A	2789
7	功率因素	cosφ	0.9(滞后)
8	频率	Hz	50
9	转子电压	V	260
10	转子电流	A	754
11	空载励磁电压	V	92
12	空载励磁电流	A	392
13	相数	相	3
14	接线方式		(三相) 双 Y 型
15	额定转速	转/分	428.6
16	飞逸转速	转/分	711
17	磁极个数	个	14
18	效率	%	98
19	定转子绝缘耐热等级	级	F 级
20	旋转方向		俯视顺时针
21	励磁方式		可控硅静止(微机)励磁
22	接地方式		经消弧线圈接地
23	上导轴承个数	个	8
24	空冷器个数	个	6
25	推导轴承个数	个	8
26	推力轴承型号		弹性金属塑料推力瓦(弹性托盘刚性支撑)
27	冷却方式		密闭自循环空气冷却
28	制造厂家	福建南电股份有限公司	

3.2 水轮发电机出厂投产时间

机组编号	出厂年月	投产日期

1 号发电机	2011 年 5 月	2013 年 10 月
2 号发电机	2011 年 5 月	2013 年 10 月
3 号发电机	2011 年 5 月	2013 年 10 月
4 号发电机	2011 年 5 月	2013 年 10 月

4 检修周期与项目

4.1 检修周期

检修类别	周 期	工 期	备 注
点 检	1 周	1 天	发现缺陷及时处理
C 级检修	10~12 个月	6~8 天	对年内有 A、B 级检修的机组，不安排 C 级
B 级检修	4~6 年	30~40 天	一般在两次 A 级间隔期安排一次 B 级
A 级检修	6 年	35~45 天	按 A-C-C-B-C-C-A 方式轮换

4.2 检修项目

4.2.1 点检项目

- a) 测量滑环摆度合格、上导无甩油。
- b) 各轴承油位、油色、瓦温正常，机组无异音，轴承无漏油漏水现象。
- c) 机组振动、声响无异常，空器冷却器无漏水现象。
- d) 制动柜各阀门正常，无漏气、漏油现象。
- e) 油、水、气系统畅通，各阀门位置正确、无渗漏。
- f) 各表计完好，接头无渗漏，各压力表，温度表指示正确。

4.2.2 C 级检修项目

- a) 轴承检查处理。
- b) 风闸、闸环检查、清扫。
- c) 风闸动作试验。
- d) 有关油水气管路及各阀门外部检查清扫。
- e) 发电机盖板与挡风板检查，表面清扫。
- f) 转子检查清扫。
- g) 定子与机架组合螺栓，基础螺栓，销钉及焊缝检查。
- h) 空冷器检查。
- i) 各轴承油位检查。
- j) 各部表计检查。

4.2.3 B 级检修项目

- a) 轴承排充油。
- b) 导轴承盖板拆装。
- c) 导瓦拆、装、检查、修刮。
- d) 轴领检查、处理。
- e) 轴瓦间隙测量，调整。
- f) 油冷却器拆装、清洗、耐压试验。
- g) 顶、落转子。
- h) 推力瓦抽瓦检查。
- i) 推力瓦及镜板清扫，装复。
- j) 推力瓦受力调整。
- k) 油槽全面清扫、检查。
- l) 转子检查，清扫。
- m) 发电机空气间隙测量。
- n) 定子检查。
- o) 上机架检查。
- p) 推力瓦油槽支架检查。

- q) 空冷器检查, 清洗, 试压。
- r) 风闸及制动系统动作试验。
- s) 风闸检查清洗回装。
- t) 风洞内卫生清扫。

4.2.4 A 级检修项目, 较 B 修增加以下项目

- a) 发电机各层盖板, 挡风板吊装。
- b) 上导轴承拆装。
- c) 推力头拆装。
- d) 镜板研磨, 安放找平。
- e) 上机架拆装。
- f) 转子吊出安放。
- g) 转子测圆架拆装, 圆度测量。
- h) 风闸分解, 检修。
- i) 空冷器检修, 耐压试验。
- j) 上下导油冷器检修, 耐压试验。
- k) 各表计校验。
- l) 油水气管路拆装、阀门检修。
- m) 转子吊入找正。
- n) 法兰连接。
- o) 盘车测量机组轴线。
- p) 机组轴线校正。
- q) 主轴中心、水平、受力调整。

5 检修工艺

5.1 检修范围: 发电机的检修主要包括: 上机架, 转子和定子(不包含铁芯和线圈), 推力轴承, 上下导轴承, 制动系统, 冷却水系统等。

5.2 发电机全分解程序: 吊去水轮发电机机罩拆除盖板→拆除水轮机补气管→吊去水轮机补气阀→拆除励磁架、滑环罩→各轴承排油→拆除上导轴承→拆除推力头→拆除上机架→拆除水发联接螺栓→拆除下导轴承→吊出转子→拆除发电机下挡风板→拆除制动油气管路→吊出下机架。

5.3 发电机安装程序: 吊装下机架→安装下挡风板和制动管路→吊装转子→吊装上机架→安装发电机盖板→推力瓦调平→推力头套装→机组轴线测量、处理→水发联轴→下导轴承安装→推力轴承受力调整→上导轴承安装→各轴承注油→回装励磁架、滑环罩→安装水轮机补气阀→安装水轮机补气管→吊装水轮发电机机罩回装盖板。

5.4 一般注意事项

5.4.1 预先安排好面积及空间合适、承载能力足够的地点, 以便放置部件。

5.4.2 凡是放置物件的地面, 均应垫上方木。

5.4.3 进入发电机风洞时, 与工作无关的东西不应带入, 要带入的工具应进行严格的登记, 工作完毕如数清点后方可携出。

5.4.4 拆卸时应先拔销钉后卸螺栓, 安装时应先打入销钉, 后紧固螺栓。

5.4.5 在进行部件的拆卸, 分解过程中, 应随时进行检查, 发现异常或缺陷时, 应作好记录。

5.4.6 需拆卸的部件, 应有清晰的编号和位置记号。拆下的螺栓, 螺钉, 垫圈等零件应存放在布袋内或木箱内, 并应记载不同型号, 规格零件的原始装配位置。

5.4.7 各部件结合面、键和键槽, 销钉孔和销钉, 内外螺纹等处的毛刺、伤痕应予修刮, 打磨处理好, 所有组合面在安装前, 须仔细清扫干净。

5.4.8 轴颈与镜板的抛光表面, 以及联轴法兰或销孔面应做好防锈措施, 并不得随意用手触摸, 以免汗渍侵蚀。

5.4.9 油水气管拆开后, 应采用木塞或布包扎管口, 安装前, 必须清扫干净, 确保管路畅通。

5.4.10 切割管垫、法兰盘垫时, 其内外径应力求光滑, 无损伤。盘根接头应接好、接牢。可采用楔形叠接或鸠尾拼接, 外形应修整好。

5.4.11 在拆卸过程中, 不可直接用榔头敲打部件, 应用铜棒或铝板, 木块等物垫上后再锤击, 以免损坏部件。

- 5.4.12 滚珠轴承内、外套及滚珠轴承应无剥蚀，裂纹，转动应灵活，装复前应清洗干净，装入滚珠轴承的黄油应为油室的 $1/2 \sim 3/4$ 。
- 5.4.13 检修现场地应经常保持清洁，汽油，酒精等易燃易爆品应装在密封的容器内，妥善保管，用过的抹布应堆放在专用铁箱里，并定期清理。
- 5.4.14 检修前和检修过程中，应测定各有关技术数据，作好各种技术记录。
- 5.5 推力轴承及镜板检修
- 5.5.1 推力轴承排油前，应仔细检查管路上的各阀门的开关位置，确认无误后，方可联系进行。排油前应取样化验。充入油应为合格的透平油，充至正常油位，允许误差 $\pm 5\text{mm}$ ，充油时应有专人监视，严防跑油。拆卸冷却器时，防止碰伤铜管。
- 5.5.2 推力所属油水管路拆卸，应首先排完积油，积水，方能进行。
- 5.5.3 冷却器做水压试验时，应先排除管内空气，要求 0.6MPa 、 30min 无渗漏，如个别管有渗漏，可加工铅头堵住，但堵塞的根数不能超过总根数的 15% ，否则更换冷却器。
- 5.5.4 抽瓦前，先顶起转子 $10 \sim 5\text{mm}$ ，旋上风闸锁锭，使转动部分落在风闸上，方可抽出推力瓦，严禁在推力瓦没有全部就位的情况下，将转动部分落于推力轴承上。
- 5.5.5 推力瓦与托盘的接合面，应在吊转子以前检查，推力瓦背和托盘应配对研刮，要求接触面积在 30% 以上，接触点分布均匀。
- 5.5.6 对聚四氟乙烯推力瓦（弹性金属塑料瓦）的检查：
- a) 瓦面光滑平整，磨损正常，无刮痕、硬点、脱壳等现象。
 - b) 对于瓦面上的轻微杂质，可用划针剔除。
 - c) 瓦基与弹性层有无脱层，如脱层达瓦面积 4% 时，应更换新瓦。
 - d) 检查完后，应用白绸布粘酒精（或甲苯）清洗干净。并涂一层干净的透平油推回就位。
- 5.5.7 应仔细检查镜板，记录锈斑及划痕情况，然后用装有抛光膏的专用工具抛光镜板，并将镜板清扫干净。镜板磨痕，锈斑较严重时，应先用毛毡或海军呢加透平油和氧化铬沫泡制的研磨液磨，然后抛光。
- 5.5.8 镜板外露的时间，应在条件允许的条件下尽量缩短，否则，应做好可靠的防锈措施。
- 5.5.9 检查托盘在抗重螺丝上应能在规定范围内灵活转动，否则，应予以处理。
- 5.5.10 用 1000V 兆欧表测量推力轴承与机座的绝缘电阻值，其阻值应大于 $1\text{M}\Omega$ 。
- 5.5.11 将推力头安放平，加温，套装于发电机主轴上。
- 5.5.12 镜板水平调整，一般按三点调平法，即以三块瓦成三角形（等边三角形或顶角或尽可能大的等腰三角形）来调整镜板水平和标高，水平偏差应不大于 0.02mm/m 。
- 5.6 发电机导轴承检修
- 5.6.1 抽瓦前应做好如下工作：
- 上导轴承与推力头侧面接触，由 12 块金属瓦组成，背面用球面支柱螺栓方式支撑，螺栓头部做成球形，使瓦在运行中能自由摆动。整个导轴承装于上机架环上，导轴承瓦与推力头之间的间隙单边为 $0.10 \sim 0.15\text{mm}$ 。12 块下导轴承采用支柱螺丝支撑。下导轴承与滑转子间的间隙单边为 $0.1 \sim 0.15\text{mm}$ ，
- a) 用千分尺测瓦架与轴领径向距离，得到 X、Y、-X、-Y 四个方向的数据，并记录好。
 - b) 在 X、Y 方向装设两块百分表，调零，监视主轴位移，然后用楔形板将瓦对称抱紧。抱紧两百分表读数应小于 0.02mm 。
 - c) 下导瓦用塞尺测量顶头与楔形板之间的间隙，此间隙为该瓦的间隙，（ $0.10 \sim 1.15\text{mm}$ ）并作好记录。
 - d) 上导瓦用深度尺测量楔形板高度（斜面比为 $1:50$ ），并做好记录。
- 5.6.2 抽瓦时，应对称方向抽出，瓦的检查与修刮同推力瓦，要求接触点均匀，每平方 1cm 不少于 $1 \sim 3$ 点。放入瓦后，为防止大轴位移，应继续抱紧。
- 5.6.3 检查全牙螺栓，楔形板等是否完好。
- 5.6.4 调整上导瓦间隙前应具备下列条件：
- a) 机组轴线不变后已找正。
 - b) 推力瓦受力调整已合格。
 - c) 发电机空气间隙合格。
 - d) 主轴处于自由状态或临近自由状态。
- 5.6.5 轴领如有锈斑、毛刺、划痕、硬点或电流烧伤痕迹时，应仔细处理。可先用油石打磨，然后用研磨膏予以抛光。

- 5.6.6 导轴承的间隙，根据发电机空气间隙，主轴中心，设计间隙进行综合考虑确定。
- 5.6.7 导轴瓦间隙调整：先用四块径向对称的导轴瓦抱紧推力头，并在推力头上装上百分表，监视轴线位置变化。上导瓦调整：先将楔形块楔紧，使楔形块与垫之间间隙为零，然后按 1:50 的比列将楔形板上升 12mm 左右，之间的间隙单边为 0.10-0.15mm 最后锁紧固定螺栓和垫片包角。下导瓦调整：先用抗重螺钉将所有下导瓦与滑转子抱紧，然后调整抗重螺钉球面与瓦背间隙，用塞尺测量，调整之间的间隙单边为 0.15-0.10mm，然后将抗重螺钉锁死。
- 5.6.8 上导轴承的绝缘（至少 $1M\Omega$ 在 500V 下）
- 5.6.9 导轴承盖回装，应先装好挡油板冷却器。密封盖与推力头的单边间隙调为 2.5mm，毛毡与推力头的间隙为 0.5~1.0mm。
- 5.7 上机架的检修
- 5.7.1 上机架吊出前应具备下列条件：
- a) 励磁架、上导轴承、推力头已拆除。
 - b) 发电机外圈盖板已拆除，吊点处盖板已拆除。
 - c) 有碍机架吊出的所有管路，引线等均已断开或拆除。
 - d) 上机架与定子装配的销钉已拔出，螺丝已拆除。
 - e) 上机架标高，水平已测定。
- 5.7.2 上机架拆前，测量水平的位置应作出标记，装复时，测量用水平仪，应放在上要有标记的同一位置。
- 5.7.3 起吊上机架时，各支臂处设专人监视。如有垫片应清理，编号，以利装复。
- 5.7.4 当发电机转子吊入装复，其中心已初步找正后，即可吊装上机架，上机架吊装时，机架支腿结合面应清洁无杂物，装后用销钉打紧，松紧适应，螺栓紧固，水平偏差不应大于 0.05mm/m，高程偏差不大于 ± 1.5 mm，中心偏差不大于 1mm。
- 5.8 转子吊装和检修
- 5.8.1 转子吊出前，应对桥机按规程进行检查和试验，合格后，方能进行吊转子作业。
- 5.8.2 转子吊出前应具备下列条件：
- a) 上机架及上消防水管已拆除。
 - b) 发电机空气间隙内及转子各部已无障碍或杂物。
 - c) 水发联轴螺栓已拆除。
- 5.8.3 转子吊出前，用油压顶起转子，使转子中心体主轴的止口脱开。
- 5.8.4 转子吊入和吊出时，在定子周围每隔二个磁极设一个长 2m，宽 10cm、厚 10mm 的木条插入空气间隙不断晃动，当木板有卡住现象时，应停止起落，待找正后再起落。
- 5.8.5 转子起吊 10~20mm 时，停留 10min，检查桥机各部分及吊具等均无异常后，再以小行程升降操作 2~3 次，确认正常后，方可正式吊出。
- 5.8.6 转子吊出后，清扫中心体及主轴的组合面，并在主轴上涂凡士林或黄油等，且用纸或毛毡包扎好。
- 5.8.7 在吊出和吊转子过程中，桥机上应设有机电维护人员，对制动闸，减速箱，卷筒和各部机构及电气设备的运行情况进行检查和监视，应能紧急手动制闸。
- 5.8.8 若实际情况需要检查转子圆度时，其标准是，各半径与平均半径之差，不应大于设计空气间隙的 $\pm 5\%$ 。圆度测量可用测圆架进行，测圆架测量本身的测量误差为 ± 0.20 mm，每个磁极测上、中、下三点，每次测量不少于两圈。
- 5.8.9 检查转子螺栓，螺帽无松动，点焊及结构焊缝无开焊，转子制动环应无变形，表面无裂纹，毛刺、螺杆头凹入制动环面深度应不小于 20mm。
- 5.8.10 吊装转子应具备：
- a) 定子检修合格并清扫完毕。
 - b) 各风闸闸板高程高出设计高程 15mm，各风闸偏差不大于 ± 1 mm。
 - c) 水轮机的导叶等部件和调速器的接力器等部件已吊入水车室。
 - d) 下机架(下导轴承)、下挡风板已回装。
- 5.8.11 转子回装时，应设专人监视，避免发电机轴水轮机轴止口相撞。
- 5.8.12 磁极拆除的方法与步骤：
- a) 准备好足够的安放场地，并垫好枕木。

- b) 需先拆除有碍磁极拆装的发电机盖板, 隔热盖板, 旋转挡风板, 上挡风板等。
 - c) 拆开阻尼环和磁极线圈接头(由圈线人员做)。
 - d) 拆除上端磁极固定楔形块。
 - e) 装上磁极吊装和翻身工具, 用桥机慢慢将磁极吊出。
- 5.8.15 磁极安装的步骤和方法:
- a) 检查磁轭 T 尾槽内和磁极 T 尾槽内应无杂物和障碍点。
 - b) 在 T 尾槽内安放 3mm 的磁极垫条。
 - c) 使用磁极吊装和翻身工具安装磁极。
 - d) 吊起磁极找正位置, 慢慢落入 T 形槽内。
 - e) 安装磁极上下端楔形紧固键。
 - f) 测量磁极的外圆同心度, 根据测量结果可用 (2mm+0.5mm) 的磁极垫条代替原 3mm 的垫条, 进行外圆直径的调整。
 - g) 根据测量磁轭和磁极之间装配间隙结果, 可使用 0.35mm 铁片调整第二气隙值使之达到设计值 0.5mm。

5.9 定子检修

- 5.9.1 检查定位筋应无松动, 且无开焊现象, 否则应补焊固定。
- 5.9.2 检查定子基座螺栓应无松动, 销钉无窜动。
- 5.9.3 定子中心偏差太大, 需要移动时, 可先拔出定子基础销钉, 松开基础螺栓、然后在定子基础板或可以受力部位布置千斤顶。将定子径向平移, 并应在定子基础板或选定部位装设互成 90° 的四块百分表, 监视和控制摇动数值, 但最终应以定子中心测定数值为准。
- 5.9.4 定子中心移位后, 若销钉孔错位较小则可用铰刀与搬钻手工铰孔。铰孔的孔壁应光滑, 无错位现象, 销钉打入, 其配合应紧密。
- 5.9.5 发电机空气间隙测量: A 级检修时, 每隔一个磁极测一点, 一般检修时, 每隔四个磁极测一点。上、下测点应同号磁极。测试方法: 用楔块, 在其斜面上涂上粉笔灰, 将斜面对准定子铁芯表面垂直插入。当插不动时, 拔出楔尺, 用游标尺量取有擦痕处的厚度, 这个厚度即是此处的空气间隙。
- 5.9.6 进行定子检修时, 应严禁铁屑, 焊渣掉入铁芯的各处缝隙。线棒和端部应用毛毡盖上, 以防铲, 焊或锤击时碰伤线棒和端部。
- 5.10 机组轴线测量与处理
- 5.10.1 机组轴线的测量, 是通过盘车测量滑环、法兰、水导各方位的摆度来实现的, 测量的目的是检查轴线与镜板的垂直情况。
- 5.10.2 轴线调整是通过刮削有关结合面或在结合面上加垫的办法, 纠正镜板滑动面与轴线的不垂直度, 纠正各法兰面与轴线不垂直度。
- 5.10.3 按如下方法盘车:
- a) 在滑环、法兰、水导、受油器等处的 X、Y 方向装上百分表, 表测头与被测表面垂直, 且小针有 2mm 压缩量, 测量表面应选在原加工面, 应无毛刺、凹凸, 并擦拭干净, 在上述部位沿圆周分八等分, 逆时针编上号, 轴线各测位上、下编号相同且对齐。
 - b) 在推力瓦面涂熟猪油, 调整发导轴承对称的四块瓦, (导瓦面上也涂熟猪油)。使其单边间隙为 0.03~0.05mm, 松开其余导瓦。
 - c) 水导瓦未装, 主轴处于自由状态。
 - d) 转动部分各处已无任何杂物、各转动与固定部件间隙处应无异物卡阻及刮碰。
 - e) 盘动转子, 准确停留于各测点, 读取百分表的数值, 到转回第一点时, 检查百分表读数是否回零或在 0.05mm 以内。盘车一般应进行 2~3 圈。
 - f) 根据盘车的摆度, 计算出刮削部位的刮削量或加垫, 使各部摆度在允许范围。
- 5.11 主轴中心调整
- 5.11.1 大修时, 通过对测得的发电机空气间隙, 转轮与转轮室间隙等各组数据的计算和综合分析, 若主轴不在中心位置或中心已移动, 则应进行主轴中心调整。
- 5.11.2 主轴中心调整应具备以下条件:
- a) 机组轴线已找正, 推力瓦受力已调好。
 - b) 水导瓦及主轴密封未组装。
- 5.11.3 主轴中心调整的方法:

- a) 在下导和水导处各装两块互成 90° 的百分表。并留 2—2.5mm 的压缩量，监视、测量大轴位移。
- b) 装上顶转子中心工具，在磨擦面上涂石墨粉或黄油。
- c) 将应移往方向的下导瓦松开，左右导瓦支承住，以防大轴倾斜。
- d) 在上导轴承（悬式为上导，伞式为下导）互成 90° 架好表，将四个方向瓦抱紧，然后根据要调的方位和值将机组调至中心。

e) 中心调整好后，装回导瓦。

5.11.4 调整后，检查定子与转子间上下端空气间隙，各间隙与平均间隙之差不应大于平均间隙±10%，转轮与转轮室的间隙要达到设计要求。

5.12 制动系统检修

5.12.1 闸瓦严重磨损，其瓦面均匀磨损量达 10mm 以上，或均匀磨损虽未达 10mm，而四周有大块剥落时，则闸瓦应予更换。

5.12.2 制动系统作试验，用手动操作，通风压，风闸活塞应能灵活抬起，总风压与风闸能够保持的风压之差，应不大于 0.1MPa，解除正向风压，施反向风压时，风闸应能下落到位。否则应予分解检修。

5.12.3 不分解检修时，闸环应无异常，表面应无毛刺，风闸导向键及复位弹簧完好、将积尘油垢擦干净。

5.12.4 风闸检修：

a) 在风洞内进行风闸检修时，应先进行动作试验，查明漏点和风闸异常部位然后将风闸气源切断，并挂上安全牌，方可拆卸。

b) 拆除固定螺栓，将风闸移出分解。

c) 将活塞及缸体除锈，清扫干净，涂以透平油，换上新的“O”型圈的装入。

d) 装配后，对风闸进行单个耐压试验，加油压 11MPa，30min 不得有渗漏。

5.12.5 全部风闸及管路检修修复完毕，应再次加风压，进行动作试验，符合 5.12.2 条标准。风闸闸面高程偏差，不应大于 1mm。

5.13 空气冷却器检修

5.13.1 在风洞内检修时，其方法和步骤如下：

a) 切断空冷器水源，将积水排尽。

b) 将端盖及下部弯管拆开，将上、下污物清除。接着用细铜管接上水源，对各排空冷铜管逐根疏通并清洗干净，但注意不要碰伤各铜管管口。

c) 将各部垫子清扫干净，如垫子破损，应予更换，将法兰面除锈，清扫干净。

d) 将端盖压好，螺丝均匀紧固，弯管装复。

e) 对少数渗漏管用软木塞封堵。

f) 装复后进行水压试验 0.6MPa，30min 无渗漏。

5.13.2 A 级检修时，空冷器检修的方法、步骤如下：

a) 切断水源，排除积水后，拆除下部弯管，将空冷器与定子结合螺栓预留两个，其余全部拆掉，挂上吊钩，钢丝绳开始受力后，将预留螺栓拆除，即可将空冷器吊出，置于安装场的方木上。

b) 分解空冷器端盖，并除锈后刷防锈漆。

c) 用水冲洗各铜管、再用铁丝穿上布条，在铜管内部来回擦试，清除污水及脏物。

d) 铜管外表入铝片上油污，灰尘，可用配好的碱水溶液清洗，条件具备时，可设置专门的碱水槽清洗。把空冷器水平吊入 80℃ 以上的碱水溶液中，浸泡 10~15min，来回晃动，再吊入热水槽中浸泡 30min，其间来回晃动。然后吊出，用压力清水反复冲洗，水干后，应无碱析出。碱水溶液的配方见下表：

成份	比重	成份	比重
无水碳酸钠	1.5%	氢氧化钠	2.0%
正磷酸钠	1.0%	水玻璃	0.5%
水	95.0%		

e) 装复后，单独耐压试验，为在充水后，空气能全部排走，排气封堵位于上方，空气冷却器直立放置。用 0.6MPa 水压，要求 30min 无渗漏。

5.14 油、水、气系统管路检修

5.14.1 闸阀检修：分解后检查阀杆螺钉等无严重磨损，锈蚀和弯曲，盘根垫应完整。装复后，全开和全关应灵活。

5.14.2 阀门与管路耐压试验，其试验压力为最大工作压力的 1.25 倍，耐压试验后，用煤油检查各阀门关闭的严密性，常闭阀不应有渗漏，常开阀门允许稍有渗漏。

5.14.3 各级管涂色见下表规定：

管路名称	涂 色	管路名称	涂 色
压力油管、进油管、净油管	红 色	消防水管及消防栓	橙黄色
回油、排油、污油、溢油管	黄 色	压缩空气管	白 色
进水管	天蓝色	排污管	黑 色
排水管	绿 色	阀门及管道附件（铜阀不	黑色（手轮涂红色）

5.15 盖板、挡风板、消防水管检修

5.15.1 盖板、挡风板拆前应编号，然后拆下水平放置，上面不得压重物，以防变形。检查盖板，挡风板有无裂纹，清扫干净。

5.15.2 盖板安装时，毛毡应放正、缺少的应补上，挡风板螺栓应加弹簧垫圈。

5.15.3 消防水管应固定牢固，管卡螺栓帽应用锁片锁紧，各喷水孔方向正确，喷孔畅通无阻。

6 发电机启动与试运转

6.1 启动前的检查

6.1.1 检查发电机及其辅机的检修质量是否符合本规程和有关技术文件的要求。

6.1.2 检查发电机风洞内应清洁干净，转动部分上不得有任何遗留物。

6.1.3 检查发电机空气间隙，制动环与闸瓦间隙，转子与挡风板间隙应符合要求。

6.1.4 检查发电机所有紧固件是否紧固，转动部分的紧固件还必须锁紧或点焊牢。

6.1.5 检查油槽内油质要求合格，油面在规定高度。油温在 10～30℃ 范围内。

6.1.6 检查油、水、气管路连接应正确，各阀门操作应灵活，并处于正常工作位置。

6.2 试运转测量检查与缺陷处理

6.2.1 试运转时，着重检查和监视以下项目：

a) 风洞设专人监听，如有摩擦撞击声，应迅速判断出部位。及时联系，停机查找原因。

b) 轴瓦的温度和温升的速度。

c) 各轴承部位的摆度和振动是否满足要求。

d) 轴承油位的变化和油槽甩油情况。

e) 如有改进项目，应重点检查改进部分的运行情况。

6.2.2 试运时，一般应在空载无励，空载有励，25%，50%，75%，100% 负荷时，测量上机架，推力支架，顶盖等处的振动和主轴各部分的摆度，以鉴别在各种外力因素作用下的机组运行状况，从而采取相应的处理措施。

6.2.3 振动与摆度的测量方法：上机架振动测量是将两块百分表固定于桥机主钩上，分别测量上机架垂直与水平振动；滑环摆度测量是用带木杆的百分表，顶在滑环上，在互成 90° 的方向各测一次，为防触电，可站在绝缘垫上。

6.2.4 将各部测量值记录于下表中：

测量部位	摆度允许值	振动允许值
上机架（推力支架）	-----	0.05mm
上导轴承	0.03mm	-----
下导轴承	0.03mm	-----
集电环	0.4 mm	-----

6.2.5 对试运行中发现的缺陷，可在缺陷处理时间内进行，为保证缺陷处理的质量，必须经仔细分析研究后进行

7 附录

盘车摆度及修刮或加垫厚度的计算方法

A1 摆度计算

全摆度：同一测量部位，对称两点的数值之差。

净摆度：同一测量轴号，与限位导轴承的摆度之差。

摆度的计算可按下表进行：

测点		测点记录											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
百分表读数	上导轴领												
	下导轴领												
	法兰盘												
	水导轴领												
相 对 点		1--7		2--8		3--9		4--10		5--11		6--12	
全摆度	上导轴领												
	下导轴领												
	法兰盘												
	水导轴领												
净摆度	法兰盘												
	水导轴领												
	下导轴领												

A2 推力头底面加垫或修刮计算

最大厚度公式： $K = \phi_{ca} \times D / 2L$

式中：D—推力头底面直径（m）；

ϕ_{ca} —水导处净摆度（mm）；

L—上导测点至水导测点距离（m）；

K—最大修刮厚度（mm）。

A3 法兰结合面加垫或修刮的最大厚度

计算公式： $F = D\phi / L2 \times (Jca - Jbd \times L / L1)$

式中：F—加垫或修刮的最大厚度（mm）；

$D\phi$ —法兰盘直径（mm）；

L—上导至水导测点间距离（m）；

L1—上导至法兰盘测点距离（m）；

Jca—水导轴领处的倾斜值（mm）；

Jbd—法兰盘处的倾斜值（mm）；

L2—水导至法兰盘测点距离（m）。

A4 处理方法

从刮削或加垫最大厚度值的地方，将其分成 5—10 段，推算出应加垫或刮削厚度，试加垫或刮削，直至轴线合格。加垫与修刮应在相对的方向进行。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

调速器机械部分及油压装置检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是依据 GB/T 9652.1-2007 水轮机调速器与油压装置技术条件，并结合我站调速器及油压装置的实际类型进行制定的。

制定本标准的目的：更好地对调速器机械部分及油压装置进行检修。

本标准的内容：规定了本站调速器机械部分及油压装置的检修周期、检修项目、检修工艺及试验方法与要求。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神等相抵触的地方，则应以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

调速器机械部分及油压装置检修规程

1 主题内容与适用范围

1.1 本标准规定了调速器机械部分及油压装置的检修周期、项目、质量标准、检修工艺及试验。

1.2 本标准适用于本站 WDT-80-6.3 型调速器机械部分及 HYZ-1.6-6.3 油压装置的检修与试验。

2 引用标准和参考资料

GB8586—88 水轮发电机组安装技术规范。

GB/T 9652.1—2007 水轮机调速器与油压装置技术条件。

DL/T 507—2002 水轮发电机组启动试验规程。

DL/T 496—2001 水轮机电液调节系统及装置调整试验导则。

GB/T 9652.2—2007 水轮机调速器与油压装置实验验收规程。

WDT-80-6.3 型调速器技术说明书。

HLJF1803-LJ-215 型水轮机技术条件。

3 设备规范

3.1 ZFL-100/D 型调速器 南瑞

3.1.1 主配压阀直径	$\Phi 100\text{mm}$
工作油压	4.0MPa
单边配合间隙	0.005~0.01mm
	$\Phi 100H_6/g_5\text{mm}$
单边搭叠量	0.3~0.4mm
工作行程	$\pm 15\text{mm}$

3.1.2 伺服比例阀

公称流量	(阀口压降 $\Delta p=35\text{bar}$ 时) 40L/min
最高工作油压	315bar
泄漏(100bar时)	1.1L/min
安装尺寸	NG6 (ISO4401)
电磁铁电流	max. 2.7A
线圈电阻	2.5~2.8 Ω 铍
功率消耗	max25VA
位移传感器	DA/AD 技术
滞环	<0.2%
重复性	<0.1%
-3db 频宽	100Hz
温度漂移	<1% bei $\Delta T=40^\circ\text{C}$ 时

3.1.3 滤过器

滤过器过流量(单个)	190L/min

滤过器过流精度	10um
发讯报警压差	0.35MPa
旋塞直径	Φ 26mm
旋塞转角	90°
- 3.1.4 紧急停机电磁阀
- 型号：4WE6EB61B/OFCG220N9Z5L
- 厂家：华德
- 3.1.5 容错、手动控制电磁液压阀
- 型号：4WE6J61B/CG220N95ZL
- 厂家：华德
- 3.1.6 自动、容错手动切换电磁阀
- 型号：4WE6EB61B/OFCG220N9Z5L
- 厂家：华德
- 3.1.7 油管
- 主压口油管直径 DN80mm
- 主回油路直径 DN80mm
- 导叶操作油管直径 DN80mm
- 3.2 油压装置
- 3.2.1 压油罐
- | | |
|---------|--------------------|
| 型号 | HYZ-1.6-4 |
| 容积 | 1.6m ³ |
| 介质 | 透平油一压缩空气 |
| 贮油量 | 0.53m ³ |
| 工作压力 | 4.0MPa |
| 耐压试验压力 | 5.5MPa |
| 设计温度 | 50℃ |
| 安全阀动作压力 | 4.6MPa |
- 3.2.2 回油箱
- | | |
|------|-----------------|
| 型号 | LZ-00/01 |
| 容积 | 2m ³ |
| 运行油位 | 400~700mm |
- 3.2.3 螺旋油泵
- | | |
|-------|-----------|
| 型号 | 3G45*4C |
| 额定油压 | 4.0MPa |
| 输油量 | 84L/min |
| 螺旋头数 | 2 |
| 节距数 | 3 |
| 转速 | 1470r/min |
| 轴功率 | 8.75KW |
| 进出口直径 | DN32mm |
| 电机功率 | 11KW |
| 重量 | 60Kg |
| 转向 | (从伸出端)顺时针 |

运行方式 断续

控制方式：开关量控制与模拟量控制两种

3.2.4 油罐控制

主用泵投入	3.7MPa
备用泵投入	3.5MPa
主用泵停止	4.0MPa
低油压报警	3.2MPa
事故低油压	2.8MPa
正常油位	450~650mm
低限油位	300mm
高限油位	730mm

3.2.5 插装阀

工作油压 4.0MPa

3.2.5.1 插装式安全阀

排油量	5.8—10L/S
工作压力范围	3.6—4.6MPa
开启压力	4.08—4.16MPa

3.2.5.2 插装式卸载阀

卸载时间 3—5S

3.3 漏油装置

3.3.1 油泵

型号	A25 螺杆泵
流量	1.6-2.0 L/s,
压力	1.0-2.5MPa
轴功率	1.1-2.2
必须气蚀余量:	m. 5

3.3.2 漏油箱

启泵油位	280mm
停泵油位	110mm

3.4 分段关闭及超速保护系统

3.4.1 事故配压阀

型号	DK08062
最大工作压力	4.0MPa
事故配压阀直线关闭时间	12S

3.4.2 超速保护电磁配压阀

型号	4WE6D61B/OFCG220N9Z5L
工作油压	4.0MPa
发信装置型号	HED40H10/100L220S

3.4.3 纯机械超速保护装置

A:超速装置液压阀

型号	YP—15
工作油压	4.0MPa

B:换向液压阀

型号	4WH10D-20
工作油压	4.0MPa
- 3.4.4 分段关闭阀
- | | |
|--------|-------------|
| 型号 | RVP40 OB 华得 |
| 直径 | 80mm |
| 工作油压 | 4.0MPa |
| 调节螺纹长度 | 20mm |
- 3.4.5 分段关闭电磁阀
- | | |
|------|---------------------|
| 型号 | 4WE6D61B/CG220N9Z5L |
| 工作压力 | 4.0MPa |
- 3.4.6 接力器
- | | |
|--------|---------------------|
| 型号 | Y6HT-350/150×337-CA |
| 型式 | 摇摆式 |
| 活塞直径 | 350mm |
| 工作行程 | 333.1mm |
| 最大行程 | 337mm |
| 末端行程余量 | 3.9mm |
| 试验油压: | 6MPa, 15min |
| 工作压力 | 4.0MPa |
| 最低工作油压 | 2.8MPa |
- 3.4.7 锁锭
- | | |
|-------|------------------------|
| 型号: | 4WE 10 C33/0FCG220N9K4 |
| 工作油压: | 4.0MPa |
- 3.5 自动补气装置
- | | |
|------|--------|
| 型号 | B303 |
| 电压 | AC220V |
| 功率 | 2×8W |
| 工作压力 | 4.0MPa |
- 3.6 水轮机调节保证
- | | |
|--------------------------------|---|
| 水轮机设计流量 | 72.21m ³ /s |
| 机组额定转速 | 187.5r/min |
| 机组飞逸转速 | 355r/min |
| 机组飞逸转速情况下保证安全运行 5min | |
| 额定水头 | 39.5m |
| 最大水头 | 44m |
| 最小水头 | 38m |
| 水轮机额定出力 | 25910KW |
| 轴向水推力 | 136T |
| 轴向水推力加转动部分重量之和 | 165T |
| 水轮机允许吸出高度（算至导水机构水平中心线）为—0.74m。 | |
| 转动惯量 | GD ² ≥1900 (T·m ²) |
| 惯性时间常数 Ta | 7.1S |
| 引水ΣLV | 716m ² /s |

导叶直线关闭时间	12S
水锤类型	末相水锤
导叶直线开启时间	11.7S
水锤类型	首相水锤
过速一段关闭时间	6S
过速二段关闭时间	10S
过速关闭拐点	50%
最大转速上升	48%
蜗壳压力上升	31%

4 检修周期与项目

4.1 检修周期

检修类别	周 期	工 期	备 注
点 检	1 周	1 天	发现缺陷及时处理
C 级检修	10~12 个月	6~8 天	与水轮发电机组同时进行
B 级检修	4~6 年	30~40 天	与水轮发电机组同时进行
A 级检修	6 年	35~45 天	与水轮发电机组同时进行

4.2 点检项目及内容

- 4.2.1 了解设备运行情况，调速器应调节稳定、灵敏，主配压阀、接力器无异常抽动、振动。
- 4.2.2 各传动机构应动作协调、无异常、无异音。
- 4.2.3 各部螺丝、销钉应无松动、脱落，各元件组合面、盘根、管接头应无渗漏，各管卡应牢固可靠。
- 4.2.4 回复机构应无憋劲、松动，轴承应加注黄油。
- 4.2.5 压油泵应运转平稳、无噪音、不倒转。
- 4.2.6 插装阀工作应可靠，油泵出口压力值稳定。
- 4.2.7 各油槽油面应在规定的刻度线内，翻板油位计指示应正确。
- 4.2.8 各电磁阀、油阀及各手阀位置应正确、无渗漏。
- 4.2.9 无油路堵塞信号，压差小于 0.35MPa。
- 4.2.10 各表计指示正确。

4.3 ZFL-100/D 型调速器小修项目：

- 4.3.1 机械柜内各元件视运行情况检查处理。
- 4.3.2 各元件及组合面视密封情况予以更换密封。
- 4.3.3 滤过器滤芯清扫、更换。
- 4.3.4 锁锭装置检查处理。
- 4.3.5 压力表校验。
- 4.3.6 油、气阀门，管接头、管卡检查处理。
- 4.3.7 压油罐、回油箱油位检查处理。
- 4.3.8 分段关闭及过速保护系统检查处理。
- 4.3.9 接力器行程检查处理。
- 4.3.10 各部轴承检查，加润滑油。

4.4 ZFL-100/D 型调速器大修项目：

- 4.4.1 导叶伺服比例阀检修。

- 4.4.2 导叶容错手动控制电磁液压阀检修。
- 4.4.3 导叶容错手动控制切换阀检修。
- 4.4.4 导叶自动、容错手动控制切换阀检修。
- 4.4.5 紧急停机电磁阀检修。
- 4.4.6 双重油滤过器检修。
- 4.4.7 液压集成块检修。
- 4.4.8 引导阀、主配压阀及衬套检修。
- 4.4.9 各油孔检查、清洗。
- 4.4.10 超速保护电磁配压阀检修。
- 4.4.11 超速保护发讯装置检修。
- 4.4.12 事故配压阀检修。
- 4.4.13 二段关闭阀电磁检修。
- 4.4.14 两段关闭阀检修
- 4.4.15 螺旋油泵检修。
- 4.4.16 插装阀组检修。
- 4.4.17 漏油泵及其逆止阀检修。
- 4.4.18 接力器检修（B级检修不分解）。
- 4.4.19 锁锭检修。
- 4.4.20 各油气罐、箱检查处理。
- 4.4.21 各阀门检查处理。
- 4.4.22 补气装置检修。
- 4.4.23 压力表校验。
- 4.4.24 透平油取油样化验。
- 4.4.25 各安全阀检查校验。

4.5 ZFL-100/D 型调速器大修前试验项目：

- 4.5.1 手、自动停机试验。
 - 4.5.2 空载扰动试验。
 - 4.5.3 调速器静特性试验。
 - 4.5.4 导叶开度指示与接力器行程核对。
 - 4.5.5 主配压阀开关导叶时间测量。
 - 4.5.6 主配压阀动作行程测定。
 - 4.5.7 事故电磁阀关机时间测量。
 - 4.5.8 二段关系闭动作节点及关机时间测量。
 - 4.5.9 压油泵输油量的测量。
 - 4.5.10 压油装置卸载时间测定。
 - 4.5.11 压油装置安全阀动作压力测量。
 - 4.5.12 压油泵联轴器间隙测量。
 - 4.5.13 接力器压紧行程测定。
 - 4.5.14 接力器最低动作油压测定。
 - 4.5.15 接力器漂移值测定。
- 4.6 ZFL-100/D 型调速器大修后试验项目：
- 4.6.1 油压装置渗漏、保压试验，油泵输油量测定。
 - 4.6.2 插装式安全阀压力调整，卸载阀卸载时间给定。

- 4.6.3 压油罐耐压试验。
- 4.6.4 导叶液压平衡调整。
- 4.6.5 锁锭操作试验。
- 4.6.6 导叶手动全行程开、关机试验。
- 4.6.7 导叶容错手动控制与伺服控制切换试验。
- 4.6.8 导叶脉冲控制操作试验。
- 4.6.9 主配压开、关导叶时间测量。
- 4.6.10 事故电磁阀关机动作时间测量。
- 4.6.11 二段关系闭动作节点及时间测定。
- 4.6.12 导叶接力器压紧行程测定。
- 4.6.13 调速器静特性测定(与自动化合作)。
- 4.6.14 调速器空载扰动实验(与自动化合作)。
- 4.6.15 手动升速过速试验。
- 4.6.16 机组甩负荷试验。
- 4.6.17 低油压关闭导叶试验。
- 4.6.18 导叶最低操作油压测定。

5 检修工艺

5.1 一般注意事项：

- 5.1.1 大修前检修人员必须熟悉设备、图纸，明确检修任务、工艺及质量要求。
- 5.1.2 检修前的拆装、试验过程中，应测定各有关技术数据，作好各种技术记录，若发现异常和缺陷也应作好记录。
- 5.1.3 机械柜的分解，一般先外后内，先上后下，拆相同部件，应分两处存放，以免错乱，对调节螺母、螺栓不得任意松动，松动前应作好相应的记录及位置标记。
- 5.1.4 拆卸下来的活塞、针塞、轴套等应用白布或绸布包好或盖好，对管口应用白布包好，以防杂物落入，活塞、针塞等要放稳，不可堆压和磕碰。
- 5.1.5 对部件的磨损，毛刺部位，可用开然油石或金相砂纸、刮刀修复。
- 5.1.6 部件装复前，应用干净汽油清洗，干后，抹一层合格的透平油，活塞、针塞应能靠自重在一角度落入套内，活塞、针塞任意角度转动移动应灵活、平稳。紧固螺栓时要对称、均匀，用力适当，管路清洗后，用低压空气吹扫一遍，确认管内清洁无杂物后方可装复。

5.2 ZFL-100/D 型调速器液压柜检修：

- 5.2.1 伺服比例阀、容错手动增减液压电磁阀、自动与容错手动操作切换电磁阀，容错手动控制切换阀、紧急停机电磁阀检修。
 - 5.2.1.1 拔出电源插头，松开内六角螺栓，拆下电磁部分。
 - 5.2.1.2 检查活塞清洁无变形无损伤，弹簧弹力好不变形，活塞腔内清洁无磨损，活塞在活塞腔内灵活无卡阻现象。
 - 5.2.1.3 用 755 清洗剂喷洗，装复时活塞及腔内抹上合格的透平油，按原位装复。
- 5.2.2 双切换滤油器检修
 - 5.2.2.1 拆除压差讯号器、双切换滤油器滤后压力表，控制阀。
 - 5.2.2.2 松出双滤油器底部螺帽，排除滤油器内积油，取下滤壳，双切换滤油主体及旋塞。
 - 5.2.2.3 检查压力表符合要求，阀门能关闭严密，各油清洁无杂质，密封圈完好无损，各工艺堵头密封良好，滤腔清洁，换上新滤芯和密封圈。
- 5.2.3 主配压阀检修
 - 5.2.3.1 吊走机柜外壳及机架装配。

- 5.2.3.2 测量记录开关机限位螺丝的位置，并作好各部位记号。
- 5.2.3.3 拆除限位装置及盖板，集成阀块。
- 5.2.3.4 用葫芦起吊出主配压阀活塞，起吊时注意找准中心，边拉葫芦边旋转阀体。
- 5.2.3.5 检查主配压阀活塞、衬套无锈蚀、无毛刺、无杂质；主配活塞盘、衬套窗口保持尖角无损伤，引导阀控制窗口保持尖角无损伤，油孔畅通，工艺孔堵头严密无漏，弹簧弹力好不变形；引导阀及主配阀体在腔体内活动灵活，无卡阻现象。测量主配压阀体与衬套配合单边间隙在 0.005~0.01mm，搭叠量在 0.3~0.4mm 之间。
- 5.2.3.6 检查处理后，用干净汽油、白布清洗各零件，并用面团粘一遍，不得留有杂质，油孔应畅通。
- 5.2.3.7 装复前将各活塞及腔体均抹上合格的透平油，按记号原位装复，注意找好中心，紧螺栓过程中边活动活塞边紧，直至紧好。
- 5.2.3.8 按记录装复关机，开机限位螺钉(螺母)的位置。
- 5.3 油压装置检修：
 - 5.3.1 螺旋油泵的检修。
 - 5.3.1.1 吊走电机，拨出联轴器和键。
 - 5.3.1.2 卸开与油箱连接的螺栓，卸开连接管路。
 - 5.3.1.3 起吊压油泵，将油泵内腔的油排出，拆除吸油管。
 - 5.3.1.4 卸开止推盖，抽出主螺杆，卸开前端盖连接螺栓，拿出前端盖或同主螺杆一起拆出。
 - 5.3.1.5 抽出从动螺杆。
 - 5.3.1.6 检查螺旋啮合线应均匀，无卡痕，毛刺，衬套上应无烧损，卡伤现象。
 - 5.3.1.7 检查推力套应无锈蚀，裂痕和严重磨损。
 - 5.3.1.8 检查油封磨损情况，如破损，应更换。
 - 5.3.1.9 修理键上毛刺。
 - 5.3.1.10 测量下列尺寸，应符合要求。
 - a) 平衡套与端盖轴套的配合尺寸应为 ϕ 轴径 $\begin{matrix} +0.16\text{mm} \\ +0.10\text{mm} \end{matrix}$ (具体数据待检修时实测)。
 - b) 从螺杆与推力轴套的配合尺寸应为 ϕ 从螺杆下部直径 $\begin{matrix} +0.075\text{mm} \\ +0.025\text{mm} \end{matrix}$ (具体数据待检修时实测)。
 - c) 端盖轴套与滚珠轴承的配合尺寸应为 ϕ 轴承直径 $\begin{matrix} +0.025\text{mm} \\ +0.010\text{mm} \end{matrix}$ (具体数据待检修时实测)。
 - d) 从动螺杆的串动量为 1~3mm。
 - 5.3.1.11 检查处理后，须用干净汽油进行清洗，并用面团仔细粘一遍，螺杆中心孔应畅通。
 - 5.3.1.12 装复时在螺杆上的推力轴套内涂一层透平油，螺杆在其腔内应转动灵活，无偏磨现象。
 - 5.3.1.13 装联轴时，必须检查键与槽两侧间隙，其值应为零。两联轴器间应有 1~3mm 的间隙，其偏心和倾斜值不应大于 0.08mm。
 - 5.3.2 油气罐清扫、检查。
 - 5.3.2.1 做好安全措施，排除油槽积油。
 - 5.3.2.2 对压力进入孔应由起重配合开启。
 - 5.3.2.3 对运行中发现渗、漏部位进行焊接作业时，须做好完善的防火措施。处理后应做试验。
 - 5.3.2.4 检查各部位有无锈蚀和脱漆，如有，应用钢丝刷、砂纸清扫锈蚀和脱漆槽壁，直至露出金属光泽，然后将槽内清扫干净，用面团粘净杂物，面尘，涂上红丹粉和耐油漆。
 - 5.3.2.5 将滤过网破损处修补好，杂质用面团粘净。
 - 5.3.3 插装阀分解，检查与处理。

- 5.3.3.1 拆卸前管路、阀门做好位置记号。
- 5.3.3.2 拆卸与插装阀相连接的管路与阀门，并进行清洗，清洗完后用白布包好。
- 5.3.3.3 进回油箱的管路用煤油清洗，管口用白布包好并用圆铁板盖住，不得掉入任何杂物。
- 5.3.3.4 拔出电磁阀电源插头，松开内六角螺栓，拆下电磁阀及先导阀。
- 5.3.3.5 检查电磁阀、先导阀阀塞无变形、无损伤、弹簧弹力好不变形，活塞腔内清洁无磨损，活塞在活塞腔内灵活无卡阻现象。用清洗剂喷洗装复时活塞及其腔内注上合格的透平油。
- 5.3.3.6 分别卸下插装阀的御载活塞、逆止活塞压盖，取出弹簧与活塞分别用白布包好并做好记号，不得混淆。
- 5.3.3.7 检查活塞及衬套的密封线完整无勾痕、缺口，活塞、衬套应无锈蚀、毛刺并根据磨损情况用油石或金相砂纸进行处理，装复时活塞应在衬套内灵活落入。
- 5.3.3.8 用内六角板手松开插装阀体，将阀体移走。
- 5.3.3.9 检查阀体底面及底板是否有毛刺、勾痕、锈蚀，用金相砂纸进行处理，并清洗干净。用羊毛毡盖住底板及阀体底面以防磕伤平面。
- 5.3.3.10 插装阀及管路法兰面的密封元件应全部更换。
- 5.3.3.11 装复插装阀组应按先后顺序，位置记号进行装复。
- 5.3.4 补气装置检修。
 - 5.3.4.1 滤芯清扫干净，无破损。
 - 5.3.4.2 各连接处无漏气。
 - 5.3.4.3 补气装置动作正常。
- 5.3.5 油管道系统及阀门检修。
 - 5.3.5.1 排除各管道剩油，依次分段拆卸进排油管道，总给油阀和管道系统阀门。
 - 5.3.5.2 油管道清洗，将白破布绑扎铁丝上，穿入管道往返拉动，再用破布蘸满清洗剂，来回清洗，最后用白布清扫干净，并涂上一层洁净透平油。
 - 5.3.5.3 管道法兰接合面应平整无毛刺。管接头及丝扣应完整无缺，各接合面密封盘根均应更换。
 - 5.3.5.4 所有阀门应进行分解检查修理，按额定工作压力的 1.25 倍历时 30 分钟耐压各部无渗漏。
 - 5.3.5.5 依次装复油管，做管道充油试验。
- 5.4 过速保护及分段关闭系统检修。
 - 5.4.1 各电磁配压阀分解，检查与处理。
 - 5.4.1.1 松开螺栓，退出销子，分解出阀塞活塞。
 - 5.4.1.2 检查阀塞，活塞，衬套应无锈蚀，毛刺，油孔应畅通止口无损伤。
 - 5.4.1.3 装复时，活塞，阀塞能灵活落入衬套内。
 - 5.4.1.4 组装时，先对止口，后紧固螺栓。
 - 5.4.1.5 组装后，手提电磁阀上下动作应灵活，无卡阻。
 - 5.4.2 事故配压阀分解检查与处理。
 - 5.4.2.1 卸下缓冲体，检查缓冲活塞及活塞缸应无锈蚀和毛刺。
 - 5.4.2.2 将活塞拆下来前，测量好调节杆的高度，做好记录。
 - 5.4.2.3 活塞抽出时不得碰撞其加工面。检查活塞应无毛刺，锈蚀，对磨损处进行处理。
 - 5.4.2.4 检查缓冲活塞各过流孔应畅通。检查各处密封完好，否则更换。
 - 5.4.2.5 清扫活塞，衬套及油腔，不得留有任何杂质，在活塞与衬套上涂上合格的透平油，将活塞对准中心，一边转动，一边推送进衬套，装复后，活塞各个方向动作应灵活无卡阻。
 - 5.4.3 分段关闭阀分解检查与处理。
 - 5.4.3.1 分解后，抽出活塞。
 - 5.4.3.2 检查活塞、阀体内腔应无锈蚀，毛刺。活塞和阀体的密封线完好，无缺口，划痕。各密封圈

无损坏。分段关闭阀节流孔应畅通。

5.4.3.3 清扫活塞和衬套，不得留有任何杂质。

5.4.3.4 在活塞和衬套上涂上一层合格的透平油，装复。装复后，活塞运行应灵活无卡阻。

5.5 接力器检修

5.5.1 分解推拉杆和接力器端盖。

5.5.2 检查活塞缸内应无毛刺、磨损，否则用油石或金相砂纸处理。

5.5.3 在扩大性大修时，吊接力器，分解出活塞，检查接力器活塞及活塞环的磨损情况，对毛刺及锈蚀处用油石或金相砂纸进行处理。如串动油量太大，可更换活塞环。

5.5.4 检查各处密封应完好，否则更换。

5.5.5 装复时，接力器在中间位置活塞杆的水平不应大于 0.10mm/m；两推拉杆的相对高差不应大于 0.5mm，两活塞行程偏差不应大于 1mm。

5.5.6 装复后，接力器运动时不得有憋劲、发卡现象。

5.5.7 装复后，接力器应进行严密性耐压试验，试验压力 $1.25 \times 4.0 = 5.0 \text{MPa}$ ，保持 30min，应无渗漏现象。

5.6 漏油装置检修。

5.6.1 漏油泵分解检修处理。

5.6.1.1 分解后，检查螺杆泵接触面是否均匀，如有个别硬点，伤痕可用三解油石，金相砂纸进行处理，配合间隙，轴向间隙应符合图纸要求。

5.6.1.2 组装后转动应灵活，无偏磨现象。

5.6.2 漏油槽检查，清扫。

5.6.2.1 清除槽内锈蚀，清扫杂质，油垢，并用面团粘净，补上耐油漆。

5.6.2.2 检查滤网应完好，否则修补或更新。

5.7 锁锭装置检修。

5.7.1 锁锭电磁配压阀分解，检查与处理。

5.7.1.1 松开螺栓，分解出阀塞活塞。

5.7.1.2 检查阀塞，活塞，衬套应无锈蚀，毛刺，油孔应畅通止口无损伤。

5.7.1.3 装复时，活塞，阀塞能灵活落入衬套内。

5.7.1.4 组装时，先对止口，后紧固螺栓。

5.7.1.5 组装后，手推电磁阀上下动作应灵活，无卡阻。

5.7.2 锁锭机构检修

5.7.2.1 分解后，抽出活塞。

5.7.2.2 检查活塞、阀体内腔应无锈蚀，毛刺。活塞和阀体的密封线完好，无缺口，划痕。各密封圈无损坏。分段关闭阀节流孔应畅通。

5.7.2.3 清扫活塞和衬套，不得留有任何杂质。

5.7.2.4 在活塞和衬套上涂上一层合格的透平油，装复。装复后，活塞运行应灵活无卡阻、无渗漏。

5.7.2.5 安装完毕后，试验锁锭动作是否能到位，能否正常顶开接点。

6 油压装置的调整与试验

6.1 油气罐、回油箱、漏油箱试验：

6.1.1 回油箱、漏油箱应进行煤油渗漏试验，保持 12h，应无渗漏现象。

6.1.2 油气罐应进行严密性耐压试验，试验压力 5.0MPa，试验压力应缓慢上达到规定压力后保持 30min。然后将压力降至 4.0MPa，并保持足够长的时间，检查焊缝和连接部分应无异常。

6.1.3 油气罐应做保压试验，在工作压力下油位处于正常位置时，关闭各连通阀门，保持 8h，油压下降值不应大于 0.15MPa。

6.2 油泵运转试验:

6.2.1 油泵一般空载运行 1h, 并分别在 25%、50%、75%、100%的额定压力下各运行 15min, 应无异常现象, 运行时, 油泵外壳振动幅值不应大于 0.05mm, 轴承处外壳温度不应大于 60℃。

6.2.2 输油量的测定方法

a) 在额定工作压力下, 测量压油槽油位上升 100mm 所需的时间 t 。

b) 计算输油量公式

$$\Delta Q = \Delta V / t$$

式中 ΔQ —输油量

ΔV —油气罐内壁圆面积乘以 100mm 得到的积。

6.2.3 一般做三次, 取其平均值, 输油量不应小于 1.4L/s。

6.3 插装阀组、压力继电器调整试验:

6.3.1 插装式安全阀开启压力应为 4.08~4.16MPa, 全部开放压力应不大于 4.6MPa, 关闭压力不应低于 3.6MPa, 插装式安全阀动作时, 应无剧烈振动和噪音。

6.3.2 减载时间的给定

当压力油槽压力为 3.6MPa 时, 启动油泵, 监控延时 3S, 电磁阀动作, 油泵压油腔处压力从 0~3.6MPa 所用的时间应为 3~5S。

6.3.3 各压力继电器动作值调整。

配合自动化专业人员调整各压力动作值。

7 调速系统的试验与调整

7.1 调速系统充油试验:

7.1.1 充油前应检查:

- a) 蜗壳内无人工作, 导叶处严禁站人。
- b) 蜗壳无水压。
- c) 各部电磁阀, 油阀, 手动阀门均处于正常工作位置。
- d) 压油装置, 漏油装置处于正常运转态。
- e) 机械柜上手自动切换把手置手动位置。
- f) 接力器锁锭打开。

7.1.2 打开主回油阀, 主供油阀、辅助供油管向系统充油, 并逐渐将压力升至 1MPa, 充油时, 应从上到下仔细检查, 各处应无漏油。

7.1.3 在升压时, 检查导叶接力器最低油压动作值, 其值应不大于 0.63MPa, 并缓缓操纵使接力器往返动作以排出管内空气。

7.1.4 在升压过程中, 检查锁锭投入和拨出的最低油压与锁锭动作的灵活、可靠性。锁锭到位后, 指示灯应亮。

7.1.5 如没有异常情况, 可逐渐将接力器升至 2.0MPa, 3.0MPa, 4.0MPa。在每一压力等级上都应开关两次, 检查各处应无渗漏和异常情况。

7.2 ZFL-100/D 型调速器调整试验

7.2.1 导叶主配压阀液压平衡检查

7.2.1.1 主配压阀自身具有自动回复中位的特点, 其自复中机构简单可靠, 无需调整机械零位。

7.2.1.2 接力器分别向关、开方向操作几次, 如接力器在每个位置均能长时间不飘移, 则平衡点调好。

7.2.2 导叶主配压阀紧急动作试验

7.2.2.1 手动将导叶接力器开至 100%。

7.2.2.2 手动或电动停机电磁阀, 同时记录接力器的 75%~25%这段行程的时间, 此时间的两倍即是导叶主配压阀紧急关机时间, 紧急关机时间应为 12S。

- 7.2.2.3 当油压为 4.0MPa 时，复归停机电磁阀同时记录导叶接力器从 25%~75%这段行程的时间，其两倍即是导叶主配压阀紧急开机动作时间。紧急开机时间应为 12S。
- 7.2.2.4 重复 2~3 次，取一平均值。
- 7.2.3 事故配压阀紧急关机试验
- 7.2.3.1 手自动切换把手置手动，手动将导叶开至 100%。
- 7.2.3.2 动作过速保护电磁阀，记录接力器的 75%~25%这段行程的时间，此时间的两倍应为 12S。
- 7.2.3.3 重复 2~3 次，取一平均值。
- 7.2.4 分段关闭阀投入关机试验
- 7.2.4.1 手自动切换把手置手动，手动将导叶开至 100%。
- 7.2.4.2 投入过速保护电磁阀，记录接力器动作拐点位置 50%、接力器一段关闭时间 6S、接力器二段关闭时间 10S。
- 7.2.4.3 重复 2~3 次，取一平均值。
- 7.2.5 调速系统静特性试验
- 7.2.5.1 与自动化专业人员配合进行。
- 7.2.5.2 频给放在 50HZ，功给放在 5%，变频电源输出为 50HZ，手动打开开度限制使接力器开至 50%的位置，bp 放在 6%，调速器在自动位置。
- 7.2.5.3 改变变频电源的频率，按 0.1HZ 升高或降低，变化范围为 49HZ $\leftrightarrow$ 51HZ。按一个方向降低或升高不得反复。
- 7.2.5.4 记录频率 f 与接力器行程 S，绘制曲线 $S=f(f)$ 。
- 7.2.5.5 改变 bp，重复试验，bp 可放在 2%或 3%。
- 7.2.5.6 调速器的转速死区不得大于 0.04%，静特曲线的非线性应不得超过 5%。
- 7.2.6 导叶接力器压紧行程测定。
- 7.2.6.1 导叶在全关位置，当接力器自无压升至工作油压的 50%时，其活塞移动值为压紧行程 3.9mm
- 7.2.7 空载扰动试验。
- 7.2.7.1 配合自动化专业人员进行，手自动切换置自动位置，扰动量为 $\pm 4\text{HZ}$ ，动态品质应达到：
- a) 转速最大超调量不得超过扰动量的 30%；
 - b) 超调次数不得超过 2 次；
 - c) 由扰动开始，到不超过机组转速摆动规定值为止的调节时间应小于 28.92S ($T \neq 0$)。频率变化范围为 49HZ $\leftrightarrow$ 51HZ。按一个方向降低或升高不得反复。
- 7.2.8 过速试验
- 7.2.8.1 调速器切至机械手动位置。
- 7.2.8.2 手动打开开度限制，直至转速上升至 145%额定转速。
- 7.2.8.3 转速上升至 145%额定转速时，纯机械过速保护应随即动作。
- 7.2.9 甩负荷试验。
- 7.2.9.1 在额定负荷的 25%、50%、75%、100%下分别进行。
- 7.2.9.2 甩 25%额定负荷时，测量接力器不动作时间，其值不得大于 0.2S。
- 7.2.9.3 甩 100%额定负荷时，超过额定转速 3%以上波峰，不得超过两次。由机组解列开始到不超过机组转速摆动规定值的调节时间应小于 40S。
- 7.2.9.4 校核导叶紧急关闭时间。
- 7.2.9.5 甩负荷时，蜗壳水压上升不得超过 31%，机组转速上升不得大于 46%。
- 7.2.10 低油压关闭导叶试验。
- 7.2.10.1 在额定负荷下，降低主油源油压。当压力为 2.80MPa 时，事故电磁阀应动作关机。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

Q/JLT-1-04-004-2015

水轮机进水液动蝶阀检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是依据【GB /T14478-93】水轮机进水液动蝶阀基本技术条件及某公司提供的有关技术文件并结合本站的实际情况进行制定的。

制定本标准的目的：更好地对本站水轮机进水液动蝶阀进行检修。

本标准的内容：对本站水轮机进水液动蝶阀的检修周期、项目和技术要求进行了规定。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神等相抵触的地方，则应以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

水轮机进水液动蝶阀机械检修规程

1 主题内容与适用范围

- 1.1 本标准规定了本站水轮机进水液动蝶阀的检修周期、项目、工艺及试验等内容。
- 1.2 本标准适用于本站水轮机进水液动蝶阀的检修工作。

2 引用标准和参考资料

- 【GB/T14478-93】水轮机进水液动蝶阀基本技术条件
- 【PDF90-WY-270】型水轮机进水液动蝶阀说明书
- 国电某水电站运行规程（试用版）

3 设备规范

3.1 整机说明：型号为 PDF90-WY-270 水轮机进水液动蝶阀整机是由某公司生产的，主要包括液动蝶阀、上、下游连接管、进水管伸缩器、进排气阀、旁通管路及旁通阀、空气阀、旁通管伸缩器、排水管及排水阀、液动操作系统等附件。

3.2 液动蝶阀技术参数

项 目	单 位	规 范 值	备 注
型号		2700D×7pK41Xh—28Mn	2700：公称通径(3600mm) D：产品类型(蝶阀) X：特征：蓄能罐式 7：传动方式(液动) pk：控制方式(PLC 控制) 4：连接形式：法兰式 1：结构形式：垂直板式 H：工作密封面材料：不锈钢 h：检修密封面材料：不锈钢 28：公称压力(2.8Mp) Mn：阀体材料(锰钢)
适用介质		水	
最高静水头	m		
最大升压水头	m		
公称直径	mm	2700	
公称压力	MPa	2.8	
启闭时间	s	60~120	
温度	℃	-10~65	
介质流速	m/s	≤7	
介质控制形式		全开或全关	

3.3 进水管伸缩器技术参数

项 目	单 位	规 范 值	备 注
型号		2700TSX—28Mn	
适用介质		水	
公称直径	mm	2700	
公称压力	MPa	2.8	
温度	℃	-10~65	

项 目	单 位	规 范 值	备 注
介质流速	m/s	≤7	

3.4 旁通液动蝶阀技术参数

项 目	单 位	规 范 值	备 注
型号		350Dd741H—16C	350: 公称通径(350mm) D: 产品类型(蝶阀) d: 外形代号(短系列)、 7: 传动方式(液动) 4: 连接形式(法兰式) 1: 结构型式(垂直板式) H: 工作密封面材料(不锈钢) 16: 公称压力(1.6Mp) C: 阀体材料(碳素钢)
适用介质		水	
公称直径	mm	350	
公称压力	MPa	1.6	
温度	℃	-10~65	
介质流速	m/s	≤6	
介质控制形式		全开或全关	

3.5 旁通伸缩器技术参数

项 目	单 位	规 范 值	备 注
型号		300TSX—40C	
适用介质		水	
公称直径	mm	300	
公称压力	MPa	4.0	
温度	℃	-10~65	
介质流速	m/s	≤10	

3.6 空气阀技术参数

项 目	单 位	规 范 值	备 注
型号		200P43H—40C	200: 阀门口径(200mm) P: 产品类型(空气阀) 4: 连接形式(法兰式) 3: 结构型式(双孔口) H: 工作密封面材料(不锈钢) 40: 公称压力(4.0Mp) C: 阀体材料(碳素钢)
适用介质		水、空气	
公称通径	mm	200	
公称压力	MPa	4.0	
温度	℃	-10~65	
介质流速	m/s	≤7	
介质控制形式		自动	

3.7 手动蝶阀技术参数 (350 规格的用于压力钢管排水, 250 规格的用于空气阀检修)

项 目	单 位	规 范 值	备 注
型号		300PQ347F-40P	
适用介质		水	
公称直径	mm	300	
公称压力	MPa	4.0	
温度	℃	-10~65 ℃	
介质流速	m/s	≤7	

项 目	单 位	规 范 值	备 注
介质控制形式		全开或全关	

3.8 液压操作系统主要元件型号及参数

皮囊式蓄能器			
型号：NXQ2-L100/31.5H	公称容积：100L	充气压力：8~9Mpa	蓄能器个数：10 个
蓄能器气体：氮气			
回油滤油器			
型号：RFA-800x20F-Y	公称流量：250L/min	过滤精度：20μm	

4 检修周期与项目

4.1 检修周期

检修类别	周 期	工 期	备 注
点 检	1 周	半天	发现缺陷及时处理
C 级检修	1 年	2 天	对年内有 A、B 级检修的机组，不安排 C 级
B 级检修	6~8 年	5 天	一般在两次 A 级间隔期安排一次 B 级
A 级检修	10 年	10 天	按 A-C-C-C-C-B-C-C-C-A 方式轮换

4.2 检修项目

4.2.1 点检项目及要求

- 蝴蝶阀外观检查，各部件工作位置应正确、无渗漏、清洁完整。
- 蝴蝶阀液压站检查，各电磁阀、管路、接头、油泵等部件无渗漏、清洁且压力正常。技术供水应正常。
- 旁通阀、排水阀检查。
- 接力器行程、管路、接头及油缸工作正常，机械和液压锁锭工作正常。
- 排气阀无渗漏且工作正常。
- 表计指示无异常，各接头无渗漏。

4.2.2 C 级检修项目及要求

- 空气阀检查：动作灵活，无破损和漏水。
- （旁通管）液动金属硬密封蝶阀检查：接力器动作应正确无漏油、卡阻等现象，关闭时密封无漏水且操作灵活。
- 伸缩节检查：密封工作正常无渗漏。
- 液压站检查：气囊工作压力检查、油位及油质正常，油泵工作正常、各电磁阀工作正常、各密封无渗漏。
- 表计校验及管路、接头检查。
- 其他各部件外观检查、清扫后作无水或静水启闭动作试验。

4.2.3 蝴蝶阀 B 级检修项目与质量标准

- 检修前的启、闭动作试验。
- 空气阀检修：浮球应动作灵活，浮球无破损及裂纹等，密封严密无渗漏。
- 蜗壳排水蝶阀检查：阀门关闭时应密封严密无漏水，操作灵活。
- 旁通阀检查：（旁通管）液动金属硬密封蝶阀接力器动作灵活、关闭严密，密封及管路接头无渗漏，旁通管道内壁汽蚀、锈蚀检查。
- 伸缩节检查：进水波纹管伸缩器、旁通管伸缩器检查应无漏水。

f) 检查主阀金属硬密封及不锈钢密封副无损坏, 否则应视情况修复或更换密封副, 三偏心活门蝶板检查应无裂纹、破损等缺陷, 否则应修复。

g) 检查蝶阀横轴端部密封, 若渗漏严重则应视情况更换。

h) 液压站检查: 各气囊工作压力检查、油位及油质检查和油箱清扫, 油泵检修, 各电磁阀工作正常、各密封无渗漏, 各压力表计校验、管路及接头检查; 滤油器、空气滤清器清扫、检查。

i) 主阀接力器检查: 油缸、管路、接头无渗漏, 接力器操作无卡阻、憋劲等现象。

j) 机械、液压锁锭检查: 要求锁锭投入、退出灵活, 磨损量正常。

4.2.3 蝴蝶阀 A 级检修项目, 除 B 级检修项目外, 另外增加下列项目:

a) 阀轴拆装。

b) 主油缸分解检修。

c) 阀板检查、工作密封更换。

d) 蝶阀接力器操作试验。

e) 蝶阀动作(无水、有水)试验。

5 检修工艺

5.1 一般注意事项

5.1.1 检修前要熟悉设备、图纸, 明确检修任务。拆卸前应试验阀体动作是否灵活, 作好原始记录和现场标志。

5.1.2 分解部件时应注意检查密封垫的厚度、质量等情况。

5.1.3 零件用汽油清洗干净并用干净白布或绸布擦干, 不准用带有铁屑或其他脏布擦精密部件。

5.1.4 清洗前必须把零件存在的缺陷或毛刺, 用天然油石处理好, 并作出详细记录。阀门关闭不严或止口不平, 应用碾磨膏或金相砂纸在平台上碾磨, 质量合格后方可组装。

5.1.5 组装时需将配合部件涂上润滑油或凡士林, 装配位置要正确, 且装配后手动操作各元件应动作正常、灵活、平稳。

5.1.6 在拆装调整过程中, 不准直接用银头敲打部件, 应用紫铜棒或铅板、木板等物垫上后锤击, 以免损坏部件。

5.1.7 部件拆卸后留下的窗口、孔洞、管口应打上木塞或用布包上。

5.1.8 部件组合面、键、键槽、内外螺纹等处的毛刺、伤痕应予修刮, 打磨处理好。

5.1.9 检修过程中电气设备应由电气人员拆卸; 操作蝴蝶阀应由运行人员作好安全措施后, 再进行操作。

5.1.10 在蝴蝶阀检修完毕后, 应在充水前作无水试动作几次, 检查各部件的工作情况。

5.1.11 蝴蝶阀正常开启时, 应先打开旁通阀充水, 使阀门前后平压后, 方可开启阀门。

5.1.12 检修工作必须得到检修工作负责人通知后, 方可进行工作。且不得随意改变检修范围。如必须改变检修范围时, 应事先报告检修工作负责人并向运行办理相应的安全措施。

5.2 蝴蝶阀检修的主要程序

5.2.1 检修前的准备工作

a) 停机后关闭上、下游闸门, 要求无严重漏水。

b) 开启蜗壳、压力钢管、尾水管排水阀排水, 启动水泵排水并派专人监视检修排水泵运行情况。

c) 打开尾水试水阀, 确认尾水水位下降后方可打开尾水人孔门。

d) 打开蜗壳人孔门, 并采取了防止水淹工作部位的措施后再开始蝶阀的检修。

e) 做修前的无水试验, 并做好相关安全措施。

5.2.2 进水液动金属硬密封蝶阀检修

a) 进水蝴蝶阀主接力器检修时应在周围搭好牢固的架子, 由电气工作人员拆卸电接点信号器等电气设备。

- b) 拆除液压锁锭连接压力油管、主接力器压力油管、排除接力器内液压油。
- c) 拆除横轴与接力器连杆销钉，用钢丝绳固定接力器后挂吊于行车吊钩牢固后，视情况拆除接力器底座连接螺栓或连接销钉。
- d) 将主接力器吊至发电机层检修场分解检修。
- e) 在检修场分别分解接力器两端盖，检查密封垫圈情况。吊出接力器，分解出活塞，检查接力器活塞及活塞环的磨损情况，对毛刺及锈蚀处用油石或金相砂纸进行处理。如串动油量太大，可更换活塞环。
- f) 检查活塞缸内应无毛刺、磨损，否则用油石或金相砂纸处理。
- g) 检查各处密封应完好，否则更换。
- h) 检查排气测压接头。
- i) 回装接力器各部件，必要时检查接力器行程。
- j) 装复后，接力器应进行严密性耐压试验，试验压力 $1.25 \times 17.5 = 21.875 \text{MPa}$ ，保持 30min，应无渗漏现象。
- k) 试验合格后，清扫并检查接力器底座及横轴与接力器连杆销钉孔。
- l) 对液压锁锭油缸接力器端盖进行分解，检查端盖密封，管路清扫，液压锁锭接力器要按工作压力力的 1.25 倍进行耐压试验，合格后装复。
- m) 检查机械锁锭的动作应灵活，触点磨损量，磨损严重时，应做堆焊处理。
- n) 吊装接力器至底座回装，与接力器底座连接牢固后，将接力器与横轴与接力器连杆销钉连接。
- o) 蝴蝶阀检修完成后需做动作试验，应无蹇劲、卡阻，且接力器行程符合要求。

5.2.3 工作密封检修

- a) 工作密封采用金属硬密封结构，密封副为不锈钢——不锈钢密封，密封严密可靠，可在不拆阀体的情况下检修或更换密封副。
- b) 检查蝶板过流截面的边缘，应无磨损、破裂等，否则应修复。
- c) 更换好密封圈应当与阀体密封且间隙合格。

5.2.4 蝶阀轴承的检修

- a) 在蝶阀两侧轴承处搭好牢固的工作平台，拆去接力器机械锁定装置，并检查其磨损。将活门置于全开位置，用木方或千斤顶将活门垫平并垫牢固。
- b) 连杆从横轴的销轴杆中拔除，把连杆吊至检修场。
- c) 拆除横轴密封装置端盖。检查密封垫圈磨损情况，若有破损、断裂等缺陷则应更换。
- d) 固定活门后，用千斤顶顶起活门，使其轴颈与阀体周围均有间隙，用塞尺测量轴承间隙。
- e) 拔出轴承后进行检查，检查瓦面磨损情况。根据磨损情况及测量的轴承间隙，视情况更换新轴承。
- f) 回装时注意检查端盖密封位置应正确，一般双重补偿性运动密封不易损坏。
- g) 端盖紧固应对称进行。
- h) 连杆与横轴安装前应检查其配合间隙符合图纸要求，轴与孔无高点、毛刺、划痕等。
- i) 连杆与横轴安装就位后，吊装接力器。

5.2.5 旁通阀的检修

- a) 拆除（旁通管）液动金属硬密封蝶阀的压力油管，电气信号装置等。
- b) 用行车固定好（旁通管）液动金属硬密封蝶阀后，拆除（旁通管）液动金属硬密封蝶阀与旁通管的连接法兰螺栓；
- c) 将（旁通管）液动金属硬密封蝶阀吊至检修场，视情况检修。
- d) 检查旁通管路内壁汽蚀、锈蚀情况，视情况检修。
- e) 蜗轮传动手动金属硬密封蝶阀需更换润滑油。

5.2.6 空气阀检修

- a) 拆除空气阀与压力钢管连接法兰螺栓，将空气阀放至检修场检修。

- b) 检查空气阀的浮球与阀座配合面的磨损情况应无损坏，否则修复或更换。
- c) 检查浮球应无损坏及裂纹等，密封应严密无渗漏。
- d) 回装空气阀时注意检查法兰密封垫圈应位置正确，对称紧固法兰螺栓。

5.2.7 伸缩节检修

- a) 检查主水管伸缩器波纹管的伸缩量，根据漏水情况调整伸缩量。
- b) 紧固密封圈上的压盖螺栓即可消除主水管伸缩器波纹管与压力钢管连接段的漏水。
- c) 视检修或调整时的密封情况更换密封圈。

5.2.8 液压站检修

- a) 液压站管路压力泄除后再进行检修。
- b) 排除液压站液压油后，对油箱管路进行清扫，检查。
- c) 检查各电磁阀密封圈密封情况，视情况更换。
- d) 对拆除的电磁阀应进行清洗、检查，对有卡阻等现象的电磁阀应进行处理，视情况修复或更换。
- e) 油泵分解检修，油泵及电机中心 $\geq 0.08\text{mm}$ 。油泵试运，100%的额定压力下运行 15min 无异常，油泵振动 $\geq 0.05\text{mm}$ ，轴承处温度 ≥ 60 度，输出油量 $\leq$ 设计值。
- f) 油压装置压力整定值 $\pm 2\%$ 设计值，在工作压力下保持 8h 油压下降不超过 0.15Mpa 。
- g) 液压站泄压后系统无压力时，使用专用工具检查蓄能器内氮气压力，保证氮气压力值在 8~9MPa 内，否则应及时补充入氮气。
- h) 液压站油箱油位应加至 30%~80%范围内。
- i) 清洗滤油网，视破损情况修复或更换。
- j) 拆除空气滤清器底座螺栓，取下空气滤清器并清洗空气滤清器。
- k) 液压站各部件回装。
- l) 管路、法兰、接头等检查。
- m) 使用滤油机加注液压油，待液压系统建压后动作数次，检查油箱油位在正常工作位置。
- n) 做蝶阀无水试验，调整蝶阀启闭时间。
- o) 机组充水后作蝶阀静水启闭试验，同时检查空气阀、旁通阀、排水阀工作情况。

5.3 蝴蝶阀试验调整

5.3.1 在检修前后，都要对蝶阀进行动作试验。试验时，要求蝴蝶阀动作平稳、无异常，并且测定启闭时间合格，检查阀门与阀体四周间隙均匀，无卡阻、憋劲等现象。

5.3.2 打开旁通阀充水时，检查蜗壳、尾水人孔门有无漏水，钢管有无振动、渗漏等异常情况；蜗壳和压力钢管充水后，检查蝴蝶阀渗漏情况。

5.3.3 检查空气阀的动作情况，密封是否严密；

5.3.4 机组大修试验完成后检查伸缩节漏水情况。

6 一般故障及消除方法

可能发生的故障	故障原因	消除办法
密封面渗漏	1、密封面间夹杂污垢、泥沙或其他异物。 2、密封面磨损或损坏。 3、密封面间接接触过盈量太小或有间隙。	1、清洗密封面。 2、修整或更换。 3、拧紧调节螺钉。
传动轴上、下支承渗漏	填料或 O 型密封圈磨损或损坏	修整或更换填料及 O 型密封圈。
阀门开、关不到位		重新调整限位螺钉。

系统无压力	1、手动截止阀未关紧。 2、油泵运转方向不正确。 3、吸油管中上滤油器堵塞。 4、溢流阀压力调得太低或失效。	1、关紧截止阀。 2、调整运转方向。 3、清洗或更换滤油器。 4、调整溢流阀及修理或更换。
油泵噪音太大, 系统振动, 油中有泡, 严重时油为乳白色及系统无压力	1、油位低。 2、吸空引起, 严重时管道振动。 3、泵架或电机固定螺栓不紧。 4、柱塞和滑靴的铆合松动或油泵内部零件损坏。	1、增高油箱油位。 2、检查油管有无漏气, 吸油管路上滤油器是否堵塞, 吸油管口和泵进油口是否堵塞, 找原因后消除。 3、紧固泵架或电机固定螺栓。
保压性能降低, 油泵电机启动频繁	1、截止阀未关紧。 2、液压阀密封面有杂物。	1、关紧截止阀, 若不行则需拆下清洗或修理。 2、开机多次冲去杂物。
液压系统外泄漏液压油	1、紧固液压元件的螺钉不紧; 2、密封圈损坏或老化。	1、拧紧各螺钉或螺母; 2、更换密封圈。
油泵工作超过其最长工作时间	溢流阀失效, 油压系统的极限压力偏低	调整或清洗溢流阀, 若不行则需修理或更换

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

检修排水泵检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是根据 GB8564-2003 水轮发电机组安装技术规范 and Y2-250M-4 型无密封自吸泵技术资料而制定的。

制定本标准的目的：更好地对本站 Y2-250M-4 型无密封自吸泵进行检修。

本标准的内容：规定了本站检修排水泵的检修周期、检修项目、检修工艺及技术要求。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神等相抵触的地方，则应以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

检修排水泵检修规程

1 主题内容与适用范围

- 1.1 本标准规定了本站 GLC200-315-55/4 型无密封自吸泵的检修周期、项目、检修工艺和试验要求。
- 1.2 本标准适用于本站 GLC200-315-55/4 型无密封自吸泵的检修与试验工作。

2 引用标准和参考资料

- GB8564-2003 水轮发电机组安装技术规范
- GLC200-315-55/4 型无密封自吸泵安装使用说明书

3 设备规范

3.1 检修排水泵技术规范

参数	设备
型 号	GLC200-315-55/4
流 量	400m ³ /h
配用功率	55kW
转 速	1450rpm
扬 程	28m
下井深度	--
电 压	380V
最大直径	DN200mm
水泵效率	80%
电机绝缘等级	F
电机防护等级	IP54
电机功率/电压/频率	55/380/50 kW/V/Hz
水泵生产厂家名称	埃梯梯（南京）有限公司
电机生产厂家名称	上海电机厂

4 检修周期与项目

4.1 检修周期

类 别	周 期	工 期	备 注
点 检	1 月	半小时	泵在运行时，派专人看管。
检 修	1 年	2~3 天	新安装一年后检修一次，以后每 2 年检修一次

4.2 检修项目

4.2.1 点检项目

- a) 设备外观检查。
- b) 轴承检查。
- c) 管路、法兰、阀门及其表计检查。
- d) 检查泵体、底座及法兰连接螺栓紧固情况。

4.2.2 检修项目

- a) 叶轮检查。
- b) 止回阀检查。
- c) 泵体检查。
- d) 表计校验检查。
- e) 泵轴检查。
- f) 管路、阀门检查。
- g) 检修后试运行。

5 检修工艺

- 5.1 确定电气检修工作人员已拆除电气接线及相应设备。
- 5.2 拆除泵体端盖法兰连接螺栓。
- 5.3 吊出电机及水泵转动部分并放置在枕木上。
- 5.4 用专用扳手旋松叶轮固定螺母，取下叶轮并检查叶轮与泵轴连接键，若有毛刺、高点、划痕则应修复，损坏严重时应更换连接键。
- 5.5 检查叶轮汽蚀、磨损及裂纹情况，出水边磨损情况严重时应更换叶轮。
- 5.6 拆除 V 型密封，检查润滑液使用情况和密封环磨损量，视情况更换密封环。
- 5.7 清扫、检查端盖与叶轮过流面。
- 5.8 检查挡水圈应完好。
- 5.9 清扫检查泵体。
- 5.10 若修前测量泵体振动过大，则应检查泵轴弯曲度，视情况修复或更换；
- 5.11 更换新泵前需检查底座水平。
- 5.12 装复挡水圈。
- 5.13 装复端盖。
- 5.14 装复 V 型密封，检查密封润滑液应清洁无固体颗粒，润滑液加至合格位置后再手动盘动泵轴，检查密封环等机械密封配合情况和润滑液位置。
- 5.15 装复叶轮时注意检查叶轮与泵轴连接键配合情况，要求叶轮无松动及晃动，锁紧螺母应紧固到位，最后再次手动盘动叶轮无卡阻、憋劲等现象。
- 5.16 吊装电机及水泵转动部分至泵座，注意避免磕碰。
- 5.17 检查泵座与端盖密封垫正常后，对称紧固连接螺栓。
- 5.18 检查各部连接螺栓无松动后，手动盘动水泵，应无摩擦声或卡阻现象，否则应拆开检查。
- 5.19 各管路、阀门、法兰、表计、止回阀安装结束后，做充水试验，检查渗漏情况并及时处理。
- 5.20 所有回装项目结束后，在水泵启动前，再次手动盘动水泵，然后再作水泵试运行。

6 常见故障原因及消除方法

故障	原因	解决办法
1、水泵不吸水，压力表及真空表指针在剧烈摆动。	注入水泵的水量不够，水管或表计等漏气。	再往水泵内注水或拧紧堵塞漏气处。

2、水泵不吸水，真空表表示高度真空。	进水口阻塞。	清除进水口淤泥或杂物。
3、看压力表水泵出水有压力，但是水泵仍不出水。	出水管阻力太大，旋转方向不正确，叶轮淤塞。	校正旋转方向或清洗叶轮。
4、流量低于设计流量。	水泵淤塞，密封环磨损过大。	清洗管路，更换密封环。
5、水泵耗费的功率过大。	叶轮损坏。	更换叶轮。
6、水泵内部声音反常，水泵不上水。	流量太大或吸水口有空气。	调小进水阀流量或排气。
7、轴承过热。	电机无润滑油或电机轴弯曲。	加油、更换轴承或校正轴。
8、水泵振动剧烈。	泵轴与电机轴不在一条中心线上。	把水泵和电机的轴中心线对准。

a) 故障	b) 故障原因	c) 排除办法
d) 电机不转	e) 1、电机已损坏； 2、电源不通；	f) 1、修复或更换电机； 2、检查接通电源。
g) 水泵不出水	h) 1、引流量不足； 2、吸液端某只法兰、阀门或管路某处漏气； 3、引流口或放空口拼帽不紧，或拼帽内没有垫圈； 4、泵腔内或液池内无液。	i) 逐一检查，针对排除
j) 电机与水泵连接部位渗漏	k) 1、启动瞬间渗漏，正常运行后现象消失； 2、运行时一直渗漏。（可能是密封装置已损坏，或实际扬程、压力与水泵参数差异过大）。	l) 1、引流液灌注过满，不属故障； 2、检查密封装置是否损坏，如密封装置以损坏，请考虑修理或更换。如压力参数差异过大，请考虑重新选型或调整实际工作压力。
m) 水泵不能自动停车	n) 1、某只传感器已损坏，产品误动作； 2、液体中有颗粒卡塞传感器浮球，迫使其误动作	o) 1、更换已损坏的传感器； 2、冲洗传感器浮球，使其恢复灵活。
p) 自动与手动无法转换	q) 某只按钮已损坏	r) 更换已损坏的按钮
s) 手动状态水泵不能启动	t) 1、手动按钮已损坏； u) 2、电机或保险丝已损坏	v) 1、更换已损坏的手动按钮； 2、修复电机或保险丝。
w) 自控状态水泵不能启动	x) 1、某只传感器接触不良； 2、传感器上、下限或上、下端安装颠倒； 3、电机或保险丝已损坏； 4、锥管内无液，传感器	y) 1、恢复传感器良好接触； 2、正确安装传感器 z) 3、恢复电机或保险丝； 4、检查水源情况。

	不作用	

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

渗漏排水泵检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是根据 GB8564-2003 水轮发电机组安装技术规范 and 450RJC900-30 型渗漏排水系统长轴深井泵技术资料而制定的。

制定本标准的目的：更好地对本站 450RJC900-30 型渗漏排水泵进行检修。

本标准的内容：规定了本站渗漏排水泵的检修周期、检修项目、检修工艺及技术要求。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神等相抵触的地方，则应以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

渗漏排水泵检修规程

1 主题内容与适用范围

- 1.1 本标准规定了本站 450RJC900-30 型渗漏排水系统长轴深井泵的检修周期、项目、检修工艺和试验要求。
- 1.2 本标准适用于本站 450RJC900-30 型渗漏排水系统长轴深井泵的检修与试验工作。

2 引用标准和参考资料

- GB8564-2003 水轮发电机组安装技术规范
- 上海响当当电气有限公司 450RJC900-30 型长轴深井泵产品安装使用说明书

3 设备规范

3.1 渗漏排水泵技术规范

参数	设备	渗漏排水泵
型 号		450RJC900-30
流 量		800m ³ /h
配用功率		90kW
转 速		1475rpm
扬 程		25m
下井深度		12.8m
电压		380V
最大直径		323.9mm
水泵效率		82%
电机绝缘等级		F
电机防护等级		• IP54
电机功率/电压/频率		90/380/50 kW/V/Hz
水泵生产厂家名称		埃梯梯（南京）有限公司
电机生产厂家名称		上海响当当电机制造有限公司

4 检修周期与项目

4.1 检修周期

检修类别	周 期	工 期	备 注
点 检	1 周	15 分钟	发现缺陷及时处理。
检 修	2 年	2~3 天	新安装一年后检修一次，以后每 2 年检修一次

4.2 检修项目

4.2.1 点检项目

- a) 检查泵体外观无异常，基础无松动。
- b) 轴承箱油位在规定范围内，如油位过低应及时补油。
- c) 橡胶轴承润滑水正常。
- d) 检查填料密封正常，无甩水。
- e) 检查各表计指示正常，无渗漏水。

4.2.2 检修项目

- a) 多功能水泵控制阀检查。
- b) 出水阀检查。
- c) 润滑水管路及阀门检查。
- d) 压力表校验检查。
- e) 传动轴及扬水管分解。
- f) 传动支架及橡胶轴承检查。
- g) 叶轮检查。
- h) 叶轮外壳检查。
- i) 叶轮衬套检查。
- j) 泵轴检查。
- k) 试运行。

5 检修工艺

5.1 拆卸

- 5.1.1 已确定电气检修工作人员拆除电气接线及相应设备设备。
- 5.1.2 将水泵电机上端传动轴提升螺母（转动部分调整螺母）拆除，使传动轴与电机脱离。
- 5.1.3 拆除润滑水管和排水管与泵体的连接部分。
- 5.1.4 将深井水泵出口法兰与出口管路法兰撬至分离位置，将水泵盘根压盖螺母拧松，并将水泵地脚螺母拆除；把水泵润滑水管进水管与水泵体进水孔连接部分拆除。
- 5.1.5 将水泵吊起并用专用扬水管夹板用螺栓紧固扬水管，吊放在枕木上，拆除水泵底座螺母，然后将水泵座吊至检修场。
- 5.1.6 用第一副扬水管专用夹板夹紧扬水管，紧固螺栓，再将其吊起慢慢离开井口，使夹板搁在方木上。
- 5.1.7 用第二副夹板夹紧扬水管一头，慢慢放下扬水管，把吊钩略为放松，使钢丝绳带住但不受力，用专用链条钳拆除扬水管，松脱后吊走上一段扬水管。用同样的方法拆除全部扬水管。
- 5.1.8 用两把管钳拧松并拆除水泵传动轴。
- 5.1.9 取下支架和橡胶轴承，检查后视情况处理或更换。
- 5.1.10 水泵工作部分的拆卸，先将上、下壳扩散管和滤水网结合部的螺钉拆除。（松开下导流管并拆除，用冲筒从叶轮进水口撞击锥套，然后取出锥套和叶轮）。

5.2 检查和修理

- 5.2.1 检查轴承晃动磨损情况，如晃动磨损较大应更换。
- 5.2.2 清扫轴承体并检查无杂物。
- 5.2.3 检查润滑水管路无堵塞，否则需要疏通管道。
- 5.2.4 检查水泵多功能出水装置，止水阀板、减压附件有无损坏，若损坏应更换。
- 5.2.5 检查传动轴支架应无裂纹，并清扫支架。
- 5.2.6 检查橡胶轴承与传动轴配合间隙应合格。

- 5.2.7 检查叶轮磨损情况，测量叶轮与口环间隙，如超标应换新；检查叶轮的汽蚀情况，有无裂纹，视情况处理或更换。
- 5.2.8 卸下叶轮后，对泵轴进行清扫并测量轴的弯曲度。
- 5.2.9 检查水泵轴与衬套配合间隙，视情况处理或更换。
- 5.2.10 检查叶轮与轴的联接应无松动，如有松动应按实物重新配键。

5.3 组装和调整

- 5.3.1 水泵工作部分的装配，把导水壳的轴承套衬套和口环先进行组装，然后将轴套、叶轮、平键依次装在水泵轴上紧靠轴台位置。
- 5.3.2 依次装入二级泵壳、轴套再穿入轴上，把泵壳装复就位后用螺栓在法兰处把紧。
- 5.3.3 把第二级叶轮穿入轴上并装上平键，再装上前轴套，然后用锁紧螺母把叶轮和轴套把紧在水泵轴上。
- 5.3.4 最后装上下壳扩散管和滤水网，结合部均用螺钉紧固。
- 5.3.5 水泵工作部分装配完成后进行轴向串动量和水泵轴伸长度的测量，并转动轴头，检查轴的转动是否灵活。
- 5.3.6 依次安装传动轴、扬水管、轴承支架及橡胶瓦。
- 5.3.7 用第一副专用扬水管夹板夹紧扬水管并对称紧固夹板螺栓后，将其吊起调正后缓慢吊入深井泵孔洞内，把夹板吊放在准备好的枕木上就位并垫牢固。
- 5.3.8 用第二副专用扬水管夹板夹紧要连接的下一段扬水管的起吊部位，缓慢吊起穿入传动轴，使其与另一扬水管法兰对齐。吊钩略放松，使钢丝绳不受力，并用专用链条钳紧固扬水管。然后吊起扬水管拆除扬水管专用夹板，再放入井孔内，用同样的方法依次装入其余扬水管和传动轴等部件。
- 5.3.9 传动轴螺纹对正后，用大管钳缓慢紧固，依次装入轴承支架及橡胶瓦，螺纹及橡胶轴承需涂抹黄油。
- 5.3.10 将其最上端扬水管与泵座联接。
- 5.3.11 将电机装入轴上，拧紧电机底座把合螺栓，调整泵轴提升量，手动盘车灵活、无憋劲、无卡阻后锁紧螺母并采取防松措施。
- 5.3.12 回装润滑水管及出水管与泵座法兰，注意密封垫的平整。加装水泵盘根并均匀紧固，检查传动装置部分应装配完毕。
- 5.3.13 注入并检查轴承润滑油和电机油。
- 5.3.14 打开水泵的出口阀、润滑水阀，无异常后启动试运转。
- 5.3.15 若水泵启动后振动较大，则采取安全措施后重新调整水泵轴向间隙，并将调节螺母的定位螺钉装好，检查盘根填料压盖旋紧要适当，电动机内的润滑油要加足。
- 5.3.16 检查润滑水管路及润滑水量，预润滑时间应充足，出口阀门及多功能阀门工作应正常。
- 5.3.17 再次启动水泵，测量启动电流正常后则检修结束。

用专用链条钳拆除扬水管，松脱后吊走上一段扬水管。用同样的方法拆除全部扬水管。

6 常见故障原因及消除方法

故障	原因	消除方法
电动机通电后不转且有不正常响声	1、电机转向不正确； 2、橡胶轴承内孔变形。 3、电源一相无电； 4、定子单相短路；	调换接线； 拆泵更换。 清理定子线圈相位，重新接好 查出断电原因并消除
电动机启动后转速低	电压过低	调整至正常工作电压

电动机中轴承部位温度过高	1、轴承负荷太大或轴承已损坏； 2、润滑油不足或过多； 3、润滑油不清洁或太稠。	1、更换轴承； 2、补充或减少润滑油； 3、换适合的润滑油。
电动机电流在泵运转中升高	1、电压降低； 2、电动机轴承损坏； 3、叶轮与壳体有摩擦； 4、泵吸入大量泥沙等杂物。	1、停泵、升压后再启动泵； 2、拆检、更换轴承； 3、停泵、重新调节轴向间隙； 4、拆泵、洗井等清理工作；
水泵不出水或出水不连续	1、动水位降至滤水下； 2、传动轴断轴； 3、扬水管破裂。	1、适当增加 1~2 根扬水管等； 2、拆泵，查找损坏原因； 3、更换损坏元件。
水泵出水量显著降低	1、转速不对； 2、滤水网被异物堵塞； 3、扬水管或壳体联接处漏水； 4、个别叶轮松脱，转不动； 5、电源频率太低； 6、泵密封磨损严重； 7、叶轮与中壳斜面间隙过大。	1、调整使其满足额定转速； 2、拆泵，清理滤水网； 3、更换损坏零件； 4、拆开泵体组装，重新装配； 5、解决频率使之符合要求； 6、更换密封环并修理叶轮口环； 7、减少叶轮与中壳的轴向间隙。
水泵剧烈振动	1、启动时未加润滑油润滑轴承； 2、运转中叶轮与壳体摩擦； 3、传动轴及电动机轴弯曲； 4、橡胶轴承磨损过量； 5、电机轴与传动轴不同心； 6、井斜度太大或弯曲严重。	1、停机引水预润滑； 2、停机，调整轴向间隙； 3、拆泵，校正轴； 4、拆泵，更换轴承； 5、重新安装； 6、修理井筒或选用小一号井径的泵。
填料箱漏水	1、填料或电机轴磨损； 2、填料过硬； 3、填料没压紧； 4、轴弯曲。	1、更换填料或电机轴； 2、更换填料； 3、压紧填料压盖； 4、校正轴。
填料箱处过热	1、电机轴弯曲； 2、填料箱处漏水太少或无漏水。	1、校正电机轴； 2、松动填料压盖或放松填料。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

EW5-22-10 型空气压缩机维护规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是依据南京英格索兰压缩机有限公司提供的技术资料并结合我站实际情况而制定的。

制定本标准的目的：更好地对本站中压供气系统 AEEVNFYB8 型空气压缩机进行维护。

本标准的内容：规定了本站中压供气系统 AEEVNFYB8 型空气压缩机的维护周期、维护项目、维护要求。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神等相抵触的地方，则应以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

AEEVNFYB8 型空气压缩机维护规程

1 主题内容与适用范围

本标准规定了本站中压供气系统 EW5-22-10 型空气压缩机的维护周期、项目及要求。

本标准适用于本站中压供气系统 EW5-22-10 型空气压缩机相的维护工作。

2 引用标准或参考资料

EW5-22-10 型空气压缩机操作手册

国电某水电站运行规程（试用版）

3 设备规范参数

3.1 EW5-22-10 型空气压缩机规范及技术参数

序号	名称	低压空压机（成套）	计量单位
1	型号	EW5-22-10	
2	制造厂/产地	上海英格索兰压缩机有限公司	
3	型式	风冷螺杆式空压机，箱式结构	
4	数量（台套）	4	台套
5	*排气量 (m ³ /h)	192	m ³ /h
6	进气压力 (MPa)	0.1	MPa
7	进气温度 (°C)	≤47	°C
8	*排气压力 (MPa)	1.0	MPa
9	*排气温度 (°C)	环境温度+15	°C
10	*排气含油量 (PPm)	≤3	PPM
11	*额定工作压力 (MPa)	1.0	MPa
12	额定转速	2930	r/min
13	润滑方式	喷油润滑	
14	冷却方式	风冷	
15	配套电动机型号	Y2-180-M1	

16	电压	三相 AC380、50	V/ HZ
17	电机功率（kW）	22	kW
18	电机效率（%）	95%	
19	启动方式	星三角	
20	冷却方式	风冷	
21	绝缘等级	F	
22	防护等级	IP54	
23	整机外型尺寸（长×宽×高）	1355*780*1200	mm
24	整机净重（kg）	450	kg
25	*机组噪音（db(A)）	68	
26	*质保期内的设备可用率不低于（%）	100	
27	使用寿命	设计寿命 30	

3.2 中压气水分离器规范及技术参数

序号	项目	投标值	计量单位
1	型号	DN=40 P=7.0MPa	
2	含油量	1	ppm
3	最大压力	7.0	MPa
4	流量	60	m ³ /h
5	外形尺寸	0.8×0.6×1.4	Mm
6	使用寿命	25	年

4 维护周期与项目

4.1 概要：应详细记录设备情况，压力、温度、运转小时数，以便知道设备状态，发现问题。

4.2 日维护项目和要求

4.2.1 检查中压机曲轴箱油位，如需要加入油。

4.2.2 检查中压机各级压力与温度。

4.2.3 确保中压机冷却器干净无积灰。

4.2.4 检查中压气罐各表计指示正常。

4.3 周维修项目和要求

- 4.3.1 检查油、气有无泄漏，必要时处理。
- 4.3.2 检查所有的控制是否正常。
- 4.3.3 检查所有的螺丝、螺帽是否紧固。
- 4.3.4 检查气水分离器工作正常，无异音、漏气。

4.4 定期维护规范表

维修保养	保养间隔				
	操作小时/月一二者取其先				
	500/3	1000/8	1500/9	2000/12	2500/15
压缩机					
曲轴箱油位检查	每天				
进气消声滤清器的检查和清洁	每月(灰尘多的位置每周)				
检查油是否变质, 如果需要进行更换	每月				
更换曲轴箱内润滑油			X		
润滑自动排水阀活塞 O 形环	X	X	X	X	X
压缩机排气阀的检查, 清洁或更换				X	
中间冷却器外部清洁	每月				
检查低油位开关	X	X	X	X	X
操作安全阀, 手动	每月				
清洁气缸冷却翅片	每月				
V 型皮带					
检查皮带张紧情况	每月				
电动机					
轴承的检查和润滑				X	
外部清洁	每月—(灰尘多的地方每周)				
后冷却器					
空气冷却: 外部清洁	每月—(灰尘多的地方每周)				
内部清洁				X	
储气罐					
手动排放冷凝水	每天				
操作安全阀	每月				
一般					
拧紧或检查所有的螺栓(重新拧紧)	每月				
检查异常噪声和震动	每天				
检查空气泄漏情况	每月				

5 维修工艺

5.1 EW5-22-10 型空气压缩机的维修

5.1.1 注意事项

- 在进行检修前, 必须停机, 切断电源, 隔离设备与储气罐, 由电气人员将电机电源线拆除, 取下接线盒保护罩, 关空压机出气阀, 释放所有内部压力。
- 在去除碳积物时, 要十分小心不要损坏阀板的表面。
- 如果阀座有刻痕或过度磨损, 则整个气阀都应更换。其余元件应检查有无损坏, 以免影响气阀的工作。
- 装时应确保阀板不装反, 除去阀体油渍, 晾干, 回装前抹上油。

5.1.2 清扫、分解各级进、排气阀

- a) 清洁所有气缸盖上, 气阀和缸体的连接面上的痕迹。
- b) 检查并处理所有连接面上影响密封的划痕或损坏。
- c) 必须清洗汽缸或清除积碳, 确保所有分解的零部件在清洁后组装好。
- d) 脱开气压头的卸载装置管道。
- e) 松开气阀螺母, 然后拆下气压头罩螺栓, 并从气缸拆下气压头。这样可以拆开阀本身。为了方便阀拆卸, 在阀座两个带螺纹口中旋入两个螺栓。用老虎钳夹紧螺栓, 拆下锁紧螺母和六角螺母。
- f) 清洁阀件要轻轻刮或者用鬃刷(不要用钢丝刷)清洁阀。如果需要, 使用阻燃安全溶剂来清除污垢、油污或者积碳。
- g) 以正确的顺序和位置重新安装阀件。应确保阻流板正确位于其导架的中心位置。否则, 阀在气压头中拉紧时会损坏。重新放好阀螺栓上的六角螺母和垫圈。拧紧阀六角螺母。
- h) 在气压头重新安装阀前, 刮去阀螺栓垫圈上旧的密封胶并上新密封胶, 以防止垫圈空气泄漏。重新放好气阀螺母, 并拧紧, 但不要拧的太紧, 因为这会使得弹簧和阀板变形, 引起阀泄漏。阀的气压头重新安装后, 确保阀门在用刮刀背提起时操作自如。
- i) 重新安装气缸气压头罩螺栓, 然后重新安装气压头, 拧紧气压头罩螺栓。

5.1.3 清扫、检查皮带轮

- a) 安装皮带时, 不要把皮带撬到皮带轮槽上。
- b) 拆下安装新皮带的正确方法时松开固定螺栓和固定螺钉, 将电动机向压缩机方向推, 使用皮带固定螺钉来调整新皮带的张紧度。
- c) 皮带如果太松, 则皮带会脱落, 造成发热和磨损; 如果皮带太紧, 可能会造成轴承受到过大负载力。一种快速检查以确定皮带调整是否正确, 就是观察装置负载操作时皮带侧松弛情况, 皮带应成轻微弓形。如果有轻微弓形, 则说明皮带调整符合要求。

5.2 气水分离器的维修

5.2.1 气水分离器滤芯清扫或更换。

5.2.2 气水分离器动作校核。

5.3 维修后启动程序

5.3.1 启动前检查:

- a) 确保控制方式与安全装置配套。
- b) 全面检查整个安装, 包括管路系统。
- c) 确保曲轴箱及管路系统清洁。
- d) 润滑油在可视玻璃的最大标示与最小标示之间。
- e) 检查所有的管线及电线连接良好。
- f) 用手可自由盘动空压机。

5.3.2 启动步骤:

- a) 投上交流电源。
- b) 手动启动并检查下列各项:
 - 1) 旋转方向正确;
 - 2) 无不正常噪音;
 - 3) 所有的压力表指示正确;
 - 4) 空载运转 30 分钟后逐渐加载运转 30 分钟;
 - 5) 在空压机负载运转 10 分钟后, 检查有无油气泄漏(用肥皂水检查);
 - 6) 检查缸、与缸连接的管子及排气管是热的, 进气管是暖的;
 - 7) 记录压力与温度, 无异常后设备投入运行。

6 故障处理指导

故障检查说明	
故障	检查点数
泵油	1-6-8-10-17-21-22
敲缸，发出哒哒声	4-16-18-20-22-23-24
排气量下降	1-5-17-18-19-21-22-35
安全阀突然爆开	18-19-33
电机过载跳闸，或者电流过大	7-13-14-15-16-18-19-22-23-25-26
曲轴箱中有水或气缸生锈	2-10-11
频繁启动和停止（自动启动和停止型号）	2-5-12
压缩机停止时无法卸载	18-19-31-32
冷凝水不会自动排放	19-31-32
压缩机运行过热	2-3-9-18-27
压缩机无法跟上速度	13-19-26
压缩机运行时有轻微震动	13-14-26
活塞、环或者气缸异常磨损	6-7-9-10-26-28
自动排放阀空气和/或凝水阀泄漏	29-30-31-32
运行时噪声大	4-18-19
检查点数/故障原因	
1. 进气消声滤清器阻塞 2. 单向阀泄漏 3. 电机防护罩位置不正确 4. 风扇轮、电机皮带轮松动，或者电机轴向间隙过大 5. 压缩机上或机外部系统管路空气泄漏 6. 油粘度太低 7. 油粘度太高 8. 油位太高 9. 油位太低 10. 油牌号不对 11. 功率非常小或者位于潮湿位置 12. 重新调整压力开关设定值（增加差值） 13. 检查线路电压，电动机端子接触是否良好，启动器连接是否拧紧，启动器加热器是否正确 14. 线路不平衡 15. V形皮带过紧 16. 电机风扇松动 17. 进气电磁阀故障 18. 阀门泄漏、断裂、碳化或者松动，空气通道受到限制 19. 自动排放阀故障 20. 活塞顶端结碳 21. 活塞环断裂、或者没有密封，端间隙未交错，卡在槽中，粗糙、擦伤，或者端隙过长（超过. 508MM）或者侧向偏差（超过. 152MM） 22. 气缸或者活塞擦伤、磨损或者刮伤 23. 连杆、活塞、活塞销、或者连杆轴承磨损或者刮伤 24. 曲轴或者电机轴上的球型轴承故障 25. 转速太高 26. 电压太低 27. 旋转方向不正确 28. 使用环境太脏。需要更有效的进气消声滤清器 29. 排水阀横隔膜座裂开 30. 排水阀中的活塞卡住 31. 排水阀活塞 O 形圈进行润滑 32. 冷凝水电磁阀故障 33. 冷凝水电磁阀定时器故障 34. 安全阀故障 35. 进气电磁阀故障	

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

70WH-1570 固定式空气压缩机维护规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是依据上海英格索兰压缩机有限公司提供的技术资料并结合我站实际情况而制定的。

制定本标准的目的：更好地对本站低压机进行维护。

本标准的内容：规定了本站低压机的维护周期、维护项目、维护要求。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神等相抵触的地方，则应以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

UP5 22-10 固定式空气压缩机维护规程

1 主题内容与适用范围

本标准规定了本站中压供气系统的维护周期、项目及要求。

本标准适用于本站中压供气系统相关设备的维护试验工作。

2 引用标准或参考资料

UP5 22-10 固定式空气压缩机的操作与维修手册

3 设备规范

序号	项目	投标值	计量单位
1	型号	70WH-1570	
2	数量	2	台套
3	排气量	60	m ³ /h
4	排气压力	7.0	MPa
5	汽缸数	3	个
6	压缩级数	3	级
7	噪音	75	dB
8	电机功率/电压/频率	15/380/50	kW/V/Hz
9	电机防护等级	IP54	
10	驱动转数	1470	r/min
11	传动方式	V 形皮带传动	
12	气体含油量	3	ppm
13	进气温度	≤40	
14	出气温度	环境温度+15	
15	外形尺寸	1550×1000×1100	mm
16	重量	550	kg
17	使用寿命	设计寿命 25	年

4 维护周期与项目

维护周期	维护项目
每 24 小时	视察机器，看有没有泄漏、尘积、超常噪音或振动现象；检查冷却剂水平，如需要则添加；视察预滤器的状况，如有必要吹拭干净；若空气过滤器显示器在 3000 小时/1 年更换期之前就亮红灯，应检查过滤器的状况，如有需要则更换空气过滤器。
头 150 小时	更换冷却剂过滤器。
每月或每 100 小时	把预过滤器卸下来并擦拭干净，如有需要就更换；检查冷却器无有异质积聚，如有积聚则使用气吹或压洗方式将其清除。
每年或每 3000 小时	检查高温保护开关（109 摄氏度）的操作；更换冷却剂过滤器；更换分离器芯；更换空气过滤器芯；更换预滤器；视察传动皮带和张力气弹簧；冷却剂取样分析；拆卸空压机的安全阀，检查并重新校准。

维护周期	维护项目
每两年或 9000 小时	更换传动皮带；更换《超级冷却剂》，每两年或每 9000 小时，看哪个在先；检查并更换包括在 3000 小时服务项目内的所有部件；把下列重调部件安装合适：1) 电磁阀组件 2) 进气阀组件 3) 最小压力阀组件 4) 温控阀组件。
每四年或 18000 小时	更换所有软管；拆下开式电动的轴承，清洁上油；更换电机上的封密轴承；
每 6 年 18000 小时	分离筒

5 维修程序

5.1 维修前的注意事项

- 5.1.1 只有经过适当培训及技术合格的人员才可以进行维修工作。
- 5.1.2 除非万不得已，不得在开机状态下进行维修工作。
- 5.1.3 除非万不得已，不得在安全保护设施失灵或已卸除状态下进行维修工作。
- 5.1.4 在任何情况下打开排气阀或拆卸空压机部件之前都必须先确保空压机已经关闭，确保空压机不会被意外启动，并且电源已经切断、系统中的气压已经全部排放掉。
- 5.1.5 维修时，要把松散的衣服、长发等卷盘起来做安全处置。
- 5.1.6 必须使用英格索兰指定的备口备件。

5.2 冷却剂更换程序

- 5.2.1 停机，切断电源，并排去空压机内所有剩余气压。
- 5.2.2 在排放阀处放置好排污桶。
- 5.2.3 慢慢打开加油塞，卸掉排放阀的堵头。
- 5.2.4 打开排放阀，把冷却剂排在排污桶内。
- 5.2.5 排完后关闭排放阀，并把堵头堵上开始加注冷却剂。
- 5.2.6 将冷却剂加注到正常油面，油面应位于油位管绿带顶部 15mm 之内。
- 5.2.7 加好后拧紧加油塞，开机试验后停机，假如油面油位没有变化即加油完成。

注意：应在空压机停机后立即排放原有冷却剂，因为此时空压机机身尚热，并且液体内的污质还没有被沉淀，有助于液体排放干净；必须使用英格索兰指定的 ULTRA-PLUS 冷却剂。

5.3 冷却剂过滤器更换

- 5.3.1 停机，切断电源，并排去空压机内所有剩余气压。
- 5.3.2 用专用工具松开过滤器，把过滤器从机体内取出。
- 5.3.3 检查、清洗过滤器与空压机的接合面，干净后用布盖好，防止脏物掉入空压机体内。
- 5.3.4 取下旧的滤芯，检查、清扫过滤器。

5.3.5 把新的滤芯以正确方式装于过滤器内。

5.3.6 在过滤器的垫圈上涂上少许的润滑油，擦干净接合面，把新的过滤器向下旋，直到垫圈接触到机体，然后再旋转半圈，使过滤器完全紧固。

5.3.7 启动空压机，检查有无泄漏。

5.4 空气过滤器部件更换

5.4.1 停机，切断电源，并排去空压机内所有剩余气压。

5.4.2 拧开止动盖的螺丝，取出旧的空气过滤器。

5.4.3 检查、清扫主机上的空气过滤器组件，干净后将新的空气过滤器装上。

5.4.4 重新装好止动盖，开机试验。

5.5 油气分离器芯更换

5.5.1 停机，切断电源，并排去空压机内所有剩余气压。

5.5.2 用专用工具松开分离器，将分离器芯从分离筒取出。

5.5.3 将分离筒与机体结全面清洗干净，并装上新的分离器芯。

5.5.4 在分离器的垫圈上涂上少许的润滑油，擦干净接合面，把新的分离器向下旋，直到垫圈接触到空压机机体，然后再旋转半圈，使分离器完全紧固。

5.5.5 启动空压机，检查有无泄漏。

5.6 冷却器清扫

5.6.1 停机，切断电源，并排去空压机内所有剩余气压。

5.6.2 打开空压机的顶盖，使冷却器裸露出。

5.6.3 用干净破布或气将冷却器擦拭和吹扫干净。

5.6.4 重新装好空压机顶盖，拆除所做安全措施。

5.7 工传动皮带、气动弹簧更换

5.7.1 停机，切断电源，并排去空压机内所有剩余气压。

5.7.2 卸下空压机侧面板。

5.7.3 在空压机侧面的张力凸轮内安装一个 1/2 英寸的正方形驱动扳手，顺时针方向转 1/4 圈，即解除转动带上的气柱张力。

5.7.4 使用螺丝刀在弹簧夹下松开气柱两端球柱上的圆头槽。

5.7.5 卸下并取代球柱，然后把新的气柱紧紧塞入球柱，直到完全到位，这样便可以同时换上新的气柱和球柱。

5.7.6 把张力凸轮顺时针再转 1/4 圈，以便举起支架体，把木块或类似的东西垫在下面作支撑。

5.7.7 从机器左侧换上新的传动皮带。

5.7.8 把张力凸轮按逆时针方向转 1/2 圈，回到拆前位置，给气弹簧提供张力。

5.7.9 转动驱动装置，检查传动带的带肋与带轮是否校直。

5.8 设置压力开关

5.8.1 检查上限：卸载空压机负荷，慢慢关上空压机附近的隔离阀，观察压力上升，并确保压力开关在正确的最大排放压力时打开。最大排放压力值标示在空压机铭牌上，不要超出这些数据。

5.8.2 检查下限：给空压机加上负荷，观察压力下降，注意压力开关关闭位置。

5.8.3 调节上限：取下透明盖，转动调节器 1，红色指针转动，按逆时针方向旋转调节器以增加始点，或按顺时针方向旋转调节器以减少始点。

5.8.4 调节上限：取下透明盖，转动调节器 2，红色指针转动，按逆时针方向旋转调节器以增加始点，或按顺时针方向旋转调节器以减少始点。

注意：压力开关上的标度只是参考标数而已，必须使用空压机压力表核实上、下限。

6 故障排除

故障现象	故障原因	校正
噪音过高	空压机系统泄漏	△修补泄漏处
	主机有毛病	△更换主机
	皮带打滑	更换皮带和张紧轮
	电机有毛病	△更换电机
	部件松动	△把松动部件重新拧紧

故障现象	故障原因	校正
轴封泄漏	轴封有毛病	△安装主机轴封盒
安全阀开启	开关有毛病或压力开关设置有误	换新的，或按机器额定设置正确压力
	最小压力阀功能失灵	△更换最小压力阀
	加载电磁阀有毛病	△更换加载电磁阀
	放气阀有毛病	△更换放气电磁阀
	进气阀功能失灵	△更换进气阀
皮带轮箱底有黑色粉末	皮带打滑	更换皮带或张紧轮
	皮带轮未校直	给皮带轮重新校直
	皮带轮磨蚀	△更换皮带轮和皮带
	气缸失灵	更换皮带和张紧轮
空压机不能启动	没有主轴电源或控制电压	& 检查供电
		& 检查控制线路保险丝
		& 检查主控制电压的变压器次线圈
机器周期性停机	星形三相计时器损坏	& 更换星形三相计时器
	主机排气温度高	添加冷却剂
	主电机过载	& 把过载保护设到正确值，并把开关转到重新设置位置
	传动带张紧保护	更换皮带
电流过大	线压异常	& 确保电压启动时不降到 10%以下，在运转时不降到 6%以下
	空压机超出额定压力操作	把空压机的压力设定到正确的额定值上
	分离芯受污染	& 更换空气过滤器及分离芯
	低电压	确保电压启动时不降到 10%以下，在运转时不降到 6%以下
	电压不均衡	校正进电电压
电流过低	主机受损	△更换主机
	空气过滤器受污染	更换空气过滤器
	空压机在无荷状态下操作	把空压机的压力设到正确的额定值上
	高电压	把现场电压降到正确操作电压
排气压力高	进气阀有毛病	△更换进气阀
	压力开关装置有误或有毛病	更换新的开关装置，或把压力设置正确
	加载电磁阀有毛病	△更换加载电磁阀
	放气阀有毛病	△更换放气电磁阀
系统压力低	进气阀功能失灵	△更换进气阀
	分离器芯受污染	安装新的分离器芯
	压力开关设置有误	按机器额定设置正确压力
	最小压力阀功能失灵	△更换最小压力阀
	加载电磁阀有毛病	△更换加载电磁阀
	放气阀有毛病	△更换放气电磁阀

	皮带打滑	安装新皮带和张紧轮
	空气系统泄漏	△修补泄漏处
	进气阀功能失灵	△更换进气阀
	系统要求超出空压机供应	降低用气要求或增加空压机

注：△表示该工作须由英格索兰公司指定的维修技工承担。

&表示该工作必须由合格电工完成。

故障现象	故障原因	校正
空压机温度过高而停机	空压机高于额定压力操作	按空压机额定设置正确压力
	预滤器受阻	清扫或更换预滤器
	冷却器受阻	清洗或更换冷却器
	面板漏装或安装有误	确保所有面板正确安装
	冷却剂不够	添加冷却剂并检查有无泄漏
	环境温度过高	更换更低温环境
	冷却气流受阻	确保空压机有正确的气流
过度的冷却剂消耗	分离器芯泄漏	△更换分离器芯
	分离器芯排放管受阻	拆卸部件并擦拭干净
	空压机低于额定压力操作	按空压机额定设置正确压力
	冷却系统泄漏	△修补泄漏处

注：△表示该工作须由英格索兰公司指定的维修技工承担。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

发电机检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是依据制造厂家天津市天发重型水电设备制造公司的有关技术文件并根据本站的实际情况进行制订的。

制订本标准的目的：更好地对发电机电气部分进行检修。

本标准的内容：对发电机电气部分的大小修周期、工艺要求、检修顺序等作了说明，其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

发电机电气检修规程

1 主题内容与适用范围

- 1.1 本标准规定了本站发电机电气部分的检修项目，检修工艺及验收质量标准。
- 1.2 本标准适用于本站#1-#3 发电机电气检修技术工作。

2 引用标准

SD287-88《水轮机及电机定子现场装配工业法则》

3 发电机技术数据及检修周期

3.1 发电机技术数据发电机的技术参数

序号	名称	单位	技术参数
1	型号		SF60-14/4600
2	型式		立式悬挂式
3	额定容量	MVA	66.667
4	额定功率	MW	60
5	额定电压	kV	13.8
6	额定电流	A	2789
7	功率因素	$\cos\varphi$	0.9(滞后)
8	频率	Hz	50
9	转子电压	V	260
10	转子电流	A	754
11	空载励磁电压	V	92
12	空载励磁电流	A	392
13	相数	相	3
14	接线方式		(三相) 双 Y 型
15	额定转速	转/分	428.6
16	飞逸转速	转/分	711
17	磁极个数	个	14
18	效率	%	98
19	定转子绝缘耐热等级	级	F 级
20	旋转方向		俯视顺时针
21	励磁方式		可控硅静止(微机)励磁
22	接地方式		经消弧线圈接地
23	上导轴承个数	个	8
24	空冷器个数	个	6
25	推导轴承个数	个	8
26	推力轴承型号		弹性金属塑料推力瓦(弹性托盘刚性支撑)
27	冷却方式		密闭自循环空气冷却
28	制造厂家	福建南电股份有限公司	

发电机出口开关设备的技术规范

组合柜			
型号	XGN-15	额定电压	15kV
额定短时工频耐受电压	55kV	额定电流	4000A
额定短时耐受电流	50kA	制造厂家	成都航利电气有限公司
出口断路器			
型号	VAH17-50-40-27	额定短路开断电流	50kA
额定电流	4000A	额定工频耐受电压	50kV/59kV
额定短时耐受电流	50kA	制造厂家	施耐德
额定雷击冲击耐受电压	90kV/102kV		
出口隔离开关			
型号	GN22-15/4000-50kA	额定电流	4000A
额定电压	15kV	操动机构	电动
		制造厂家	长沙电器开关有限公司
接地开关（PT、励磁隔离开关）			
型号	GN22-15/3150-50kA	额定电流	3150A
额定电压	15kV	操动机构	电动
		制造厂家	长沙电器开关有限公司

电流互感器技术规范

名称 \ 规范	型号	准确等级	变比
出口断路器柜	LMZB-15	5p30/5p30/5p30/5p30	4000/1A
发电机中性点柜	LMZB-15	5p30/5p30/5p30/5p30	600/1A
发电机励磁 CT 柜	LZZBJ9-15	5P30/0.5	100/1A
制造商	四川泰克电器有限公司		

电压互感器技术规范

（规范性附录）

名称 \ 参数	型号	额定电压 kV	结线
发电机出口 PT1	JDZX9-15	$13.8/\sqrt{3}$, $0.1/\sqrt{3}$, $0.1/\sqrt{3}$	Y/Y/ Δ
发电机出口 PT2	JDZXF9-15	$13.8/\sqrt{3}$, $0.1/\sqrt{3}$, $0.1/\sqrt{3}$, $0.1/3$	Y/Y/Y/ Δ
发电机出口母线 PT 柜	JDZXF9-15	$13.8/\sqrt{3}$, $0.1/\sqrt{3}$, $0.1/\sqrt{3}$, $0.1/3$	Y/Y/Y/ Δ
10kV 母线 PT 柜	JDZXF9-15	$13.8/\sqrt{3}$, $0.1/\sqrt{3}$, $0.1/\sqrt{3}$, $0.1/3$	Y/Y/Y/ Δ
制造商	大连北方互感器集团有限公司		

消弧线圈及自动跟踪装置技术规范

（规范性附录）

消弧线圈	额定电压	7967V	直流控制线圈	额定电压	20V
	额定电流	13A		额定电流	30A
	调节范围	2-13A	产品型号		
	持续时间	2h	PXHDG-13.8-13		
	额定容量	100KVA	绝缘水平		
	相数	单相	LI 105 AC 38		
			冷却方式		
			AN		

绝缘温度等级	H	电压互感器变比	7967/100V
厂家	保定浪拜迪电气股份有限公司	生产日期	2012 年 8 月

3.2 检修周期

检修类别	周 期	单 位	备 注
巡回检查	1	周	发现缺陷及时处理
小 修	6	月	——
大 修	3-5	年	——
扩大性大修	8-9	年	据运行情况而定

4 检修项目

4.1 滑环和碳刷的检修项目

- 4.1.1 滑环和碳刷的接触情况及运行过程中的冒火情况。
- 4.1.2 碳刷在刷握内有无摇动或者卡住的情况。
- 4.1.3 碳刷联结软线是否完整，接触是否紧密良好，有无碰机壳情况。
- 4.1.4 碳刷边是否有剥落情况。
- 4.1.5 碳刷磨损程度应不大于新碳刷的一半。
- 4.1.6 滑环表面应无变色过热现象。
- 4.1.7 刷握和刷架上的积垢须用刷子或吹风机吹净。

4.2 发电机定子检修项目

4.2.1 标准项目

- 4.2.1.1 定子铁芯检查和清扫。
- 4.2.1.2 定子端部及其支持结构检查和清扫，定子风罩检查紧固。
- 4.2.1.3 定子绕组和槽口部位及跨桥线、汇流铜环检查和清扫。

4.2.2 特殊项目

- 4.2.2.1 齿压板更换。
- 4.2.2.2 端部接头、垫块及绑线全面处理、支持环更换。
- 4.2.2.3 定子椭圆度处理。
- 4.2.2.4 线棒防晕处理。
- 4.2.2.5 检查和处理定子槽楔及通风沟。
- 4.2.2.6 线棒更换。

4.3 发电机转子检修项目

4.3.1 标准项目

- 4.3.1 磁极绕组及其接头检查和清扫，转子风扇片检查紧固。
- 4.3.2 阻尼环及其接头检查和清扫。
- 4.3.3 转子引线检查和清扫。

4.4 特殊项目

- 4.4.1 磁极绕组匝间绝缘处理。
- 4.4.2 磁极绕组、转子引线、 阻尼绕组更换。

5 设备大修及检修工艺

5.1 一般注意事项

- 5.1.1 只允许与发电机检修有关人员进入发电机。
- 5.1.2 进入发电机工作时，无关的东西不应带入，需要带入的工具、材料应严格进行登记。拿出时应注销，工作完毕必须彻底清理工作现场，不能遗留丢失物件在机内。
- 5.1.3 进入发电机内部应穿胶鞋，严禁穿鞋底带铁钉的鞋子。
- 5.1.4 不准攀登或踩踏在绕组上，以免损坏绕组绝缘。
- 5.1.5 在进行部件拆卸及分解过程中，应随时进行检查，发现异常和缺陷应作好记录并报告上级部门。
- 5.1.6 定子绕组上部跨接线，转子磁极，在停止工作时间应遮盖好。
- 5.1.7 学习有关检修工艺规程，以及安全工作规程和施工技术方案，对专用器具，仪器进行全面检查或试验。

- 5.1.8 对绝缘材料应按工艺要求进行剪裁,干燥或浸渍处理,以及必要的检查试验。
- 5.1.9 应做好技术记录,大、小修后及时整理与汇总有关技术资料,并写出大、小修总结报告。
- 5.2 拆装工作
 - 5.2.1 所有拆装工作的要求。
 - 5.2.1.1 所有拆开的引线都要做好标记,做好记录,并要妥善保管防止损伤和标记遗失。
 - 5.2.1.2 各部件回装时注意事项
 - a)符合原始记录和标记、恢复原位。
 - b)螺丝紧固并用螺纹固定剂粘好。
 - c)电气部分要接触良好,绝缘良好。
 - d)各部件零件符合原始记录数据,不缺少,无剩余。
 - 5.2.2 滑环拆装
 - 5.2.2.1 取下滑环电刷、弹簧夹并用白布将其包好妥善保管。
 - 5.2.2.2 滑环电刷取出后,为保护滑环面应及时涂凡士林油,围上一层电话纸。
 - 5.2.3 拆开发电机风洞内定子出口引出线及中心点引出线。
- 5.3 发电机内部检查、清扫。
 - 5.3.1 检查、清扫定子绕组上、下端部。
 - 5.3.1.1 检查、清扫定子绕组接头。
 - a)定子绕组接头不应有裂、过热、放电现象。
 - b)定子绕组新老绝缘搭接处不应有开裂和放电现象。
 - 5.3.1.2 检查绕组
 - a)检查弯接部分、垫块、支持环、夹缝处有无电晕和放电痕迹。
 - b)检查绕组弯接部分与端部有无损伤。
 - c)检查端部垫块,绑线是否完整牢固。
 - 5.3.1.3 检查定子槽口及槽楔
 - a)检查定子绕组上下槽口处有无硅钢片裂纹和碎裂,磨卡绝缘现象。
 - b)检查定子槽楔有无翘起,下部槽楔有无脱落和折断并导致槽楔上下串动封堵定子通风口的情况存在。
 - 5.3.1.4 检查定子铁芯齿部
 - a)检查定子铁芯齿部硅钢片是否松动,折断的硅钢片因松动而产生的红色锈粉应清扫干净并涂硅钢片漆。
 - b)检查铁芯齿部硅钢片有无断裂,折断的硅钢片应清除及处理。
 - c)检查铁芯槽口部位和背部硅钢片有否松动或短路而造成过热的痕迹。
 - d)检查上、下部齿压板,有无松动歪斜。
 - 5.3.2 检查跨接线和汇流铜环及引出线
 - 5.3.2.1 检查跨接线和汇流铜环及引出线绝缘有无损伤及电晕现象。
 - 5.3.2.2 检查跨接线和汇流铜环及引出线夹板,支持架绝缘有无损伤松动。
 - 5.3.2.3 检查引出线接头有无过热、松动现象,并清扫表面。
 - 5.3.3 检查转子磁极绕组及其接头。
 - 5.3.3.1 检查转子磁极绕组绝缘
 - a)匝间绝缘有无龟裂、脱落。
 - b)检查转子磁极绕组有无损坏。
 - 5.3.3.2 检查磁极绕组接头
 - a)检查磁极绕组接头应无断片、松动、过热现象。
 - b)磁极绕组接头固定螺栓应紧固。
 - 5.3.3.3 检查阻尼环接头
 - a)检查阻尼环有无断裂,纹深度大于一毫米时,应用银焊补焊。
 - b)检查阻尼条有无松动,焊接应良好。
 - c)检查阻尼环接头螺钉有无松动、断裂。
 - 5.3.4 检查转子引线
 - 5.3.4.1 检查转子引线绝缘应完好,无损伤过热现象。
 - 5.3.4.2 检查转子引线牢固良好,绝缘夹板、螺钉垫片、垫圈及绝缘应完好。

5.3.5 检修后清扫

5.3.5.1 用 0.8MPa 清洁、干燥的压缩空气，吹扫定子绕组上下部。

5.3.5.2 定子绕组端部若附有大量油垢，用清洗剂彻底清扫。

5.3.5.3 清扫定、转子通风沟。

5.3.5.4 开机前，机内应彻底清扫，并检查间隙内有无杂物。

5.4 根据设备检修需要的检修工艺

5.4.1 定子槽楔遇有下列情况应重新处理。

a) 每槽有三分之一长度槽楔松动者，以及上下端槽楔松动或脱落者。

b) 槽楔有破裂，两处以上堵住通风沟者。

c) 检查槽楔是否松动可用小锤轻击听声来判断，小锤轻击有空洞声通常意味着槽楔松动。

5.4.2 退出槽楔

a) 退出槽楔时，注意不应伤及铁芯和线棒绝缘。

b) 取出垫条、检查线槽和线棒表面。

c) 清扫线槽。

5.4.3 打紧槽楔

a) 打紧槽楔时应把线棒上端保护好，不应伤及铁芯、线棒。

b) 楔下垫条分别使用 $0.25 \times 18\text{mm}$ 和 $1 \times 18\text{mm}$ 及 $2 \times 18\text{mm}$ 和 $0.5 \times 18\text{mm}$ 环氧玻璃布板垫条。

c) 整条槽的槽楔（使用代号为 70.71.73.74.73.73.74.73.73.74.73.72.70 的槽楔）由下往上排列打紧。

d) 垫条装配：①线棒表面放填充垫条，②填充垫条外面放保护垫条，③在槽楔和保护垫条之间插入波纹垫条，波纹垫条的接头应与保护垫条的接头错开，④槽楔边应刷 EM849。

e) 打槽楔方法：每槽的楔下垫条数量应根据测量值选择调整楔下垫条。每槽留出上、下端槽楔，用专用打槽楔橡胶锤从下往上逐根打入。使槽楔打入后，波纹垫条的压缩值达到的理论值为 1.16mm（或打槽楔时，以波峰达到 0.35mm 为目标进行，其检查方法：用 0.4mm 塞尺制作检查工具，从铁芯通风沟处放入，应无法塞入波纹板间隙或用专用检查小锤轻击槽楔板听是否有空洞声）。

f) 端部槽楔处理方法：

①端部槽楔打入端部时，需在线棒上放置 HF376 垫条；

②同时放入浸有 EM849 树脂（配方见附录）的 HM693 垫条于 HF376 垫条之上。注意 EM849 树脂不能接触线棒；

③端部槽楔应与 HM693 垫条结合紧密；

④铁芯端部外侧的 HM693 垫条将翘起而锁住端部垫条。

（或根据厂家提供的说明书中的打槽楔方法进行）。

5.4.1.4 槽楔打紧后的质量标准。

a) 楔下垫条应垫得结实、平坦、不凸起、上下槽楔之间应平坦不凸起；

b) 槽楔通风沟方向与铁芯通风沟方向应一致，中心对齐，同槽中上、下相邻槽楔间隙不大于二毫米；

c) 槽楔结实，要求上下端槽楔不实长度不超过五分之一，中段的每块槽楔不实长度不超过二分之一。

5.4.2 定子绕组接头、汇流铜环、大/小跨桥的焊接。

5.4.2.1 有下列情况定子绕组接头、汇流铜环、大/小跨桥应重焊。

a) 接头有过热，空哑声；

b) 直流电阻测试接触电阻不合格者；

c) 更换定子绕组。

5.4.2.2 去掉绝缘盒和开焊或削去绝缘。

a) 不应把绕组其它部位绝缘损坏；

b) 不应使绕组变形；

c) 开焊时必须用破布，石棉布把绕组端部防护好，对附近的绝缘、铁心也要遮盖好。

5.4.2.3 焊接前的标准工作。

a) 连接银铜焊部位的金属铜以及焊料的清洁是保证接头焊接质量的重要因素，在下线前应用电动钢丝轮或铜丝刷将焊接段表面清扫干净，连接铜板焊接面的银铜焊料表面均在应用前用细砂布拭去氧化层，用酒精擦干净；

b) 做好绕组绝缘保护工作，绕组上、下端部均用石棉加以保护；

c) 配对的上下层绕组接头应正对齐，其径向尺寸不应超出连接板长度，接头同一侧面应在一平面上，其

偏差应在 0.5 毫米以内，如不符合上述要求，必须用整形工具进行校正；

d) 将硬焊机吊入焊接位置，安装好风、水、油，电系统管子和导线；

e) 接头装配和焊接所需的专用工具和材料准备齐全。

5.4.2.4 接头装配操作步骤

a) 先将连接铜板装上并调好高度其搭接量为 40mm（汇流铜环、大/小跨桥焊接时其搭接量为 30mm），非焊端用定位夹钳钳住。焊端插入银铜焊片，银铜焊片放在绕组与铜板之间，并用定位夹钳临时钳住。

b) 装配工作合格后，将可移式夹钳调整好高度和位置后，拆除临时定位夹钳，安装好焊钳，手动调焊钳手轮，使焊钳碳精块压靠连接铜板，检查装配正确后，打开硬焊机风管阀门，操作按钮使焊钳自动夹紧，并保持一定压力。

c) 把两付冷却水套分别夹在二根定子绕组端部的绝缘部位铜引线根部，冷却水套的固定由定位夹钳夹住，接通水管，打开供水阀。

5.4.2.5 焊接工作操作步骤

a) 硬焊机通电、通水、参考硬焊机说明书使各工作部分正常。

b) 焊接时，操作脚踏开关，接头焊接采用间断通电加热方法，使温度均匀上升。

c) 焊接通电后观察焊件温度变化，当连接铜板呈桔红色时，此时焊片已熔化，焊接人员应及时迅速用银铜焊条从接头顶部和铜板周围涂填熔入，使焊接工作充满焊料。

d) 焊料填满后应立即停电，待接头冷却至暗黑色后才许松动焊钳，绕组端部冷却至 150℃ 以下，方可拆除冷却水套。

5.4.2.6 焊接头清理和质量检查。

a) 接头焊接后，必须清除焊渣和高点，用锉刀除去毛刺，用砂布擦光表面。

b) 接头焊接后，连接铜板周围焊缝应饱满无气孔和裂纹，接头应平整光洁无烧伤现象，绕组绝缘完好无损。

c) 必要时可作直流电阻检测检查，超声波检查，一般采用目视。

5.4.2.7 端部绝缘盒安装。

a) 检查绝缘盒表面无裂纹、气孔、破损。

b) 用白布、三氯乙烯清洗绝缘盒，清洗后凉干。

c) 在电接头上，用玻璃丝绳及 EM849 粘胶绑扎固定绝缘盒定位块。

d) 在端部电接头上套入绝缘盒，调整各部位间隙、径向圆度。

e) 用销钉将绝缘盒固定在接头连接铜板上。

注意：绑绳表面光滑、无毛刺，绝缘盒排列整齐、间隙均匀。

5.4.2.8 绝缘包扎。

a) 焊接合格后，进行清扫。

b) 准备 IS1898.1 绝缘胶（配方见附录）及 IS1805 绝缘漆。

c) 清扫干净裸铜环表面氧化物、油污。

d) 然后刷一层 IS1898.1 绝缘胶。

e) 云母带（G1i:RoGs289.1）或聚脂带（H:Hf376）双面涂 IS1898.1 绝缘胶。

f) 按 G1i+H+H+G1i+H+G1i+Gs（玻璃纤维带）的顺序半叠包包扎绝缘，最外层为玻璃纤维带。

g) 在包扎好绝缘 48 小时后，表面刷 IS1805 绝缘漆。

h) 对处理了的地方的定子铁芯内表面、绕组端部及汇流铜环喷 IS1805 绝缘漆，绝缘盒表面不喷漆。

注意：(1) 玻璃纤维带不刷 IS1898.1 绝缘胶；

(2) 绝缘包扎搭接长度 $\geq 80\text{mm}$ ；

(3) 绝缘包扎层数大于 9 层；

(4) 绝缘包扎紧密、无鼓包、凹凸不平等；

(5) 绝缘包扎作好防尘、防潮措施；

(6) 绝缘包扎表面毛刺、尖锐棱角必须清理干净，表面光滑。

5.4.3 定子绕组更换

5.4.3.1 有下列情况者定子绕组须更换

a) 耐压被击穿在绕组的直线部分，无法修复的不合格绕组。

b) 主绝缘损伤 0.5 毫米以上，且无法处理后果不良者。

c) 接头损伤其电截面积缩小 10% 以上者。

5.4.3.2 定子绕组更换

5.4.3.2.1 定子绕组更换所需仪器、工具和辅助材料

a) 压缩空气、剪刀、橡皮锤、2Kg 塑料锤、敷腻子用铲子、敷腻子及包扎用桌子、精密天平（5Kg、精确到克）等。

b) 临时木槽楔、临时正反槽楔、槽辅助垫块、树脂 884.43 混合物、其它树脂混合物、焊接保护材料、树脂容器、无铁砂指、真空吸尘器、酒精等。

5.4.3.2.2 定子绕组更换前准备工作

a) 先削开所更换绕组的接头绝缘，焊开接头，割除端部绑线，取出垫块，退出槽楔。

b) 取出上(下)层绕组时，如遇测温元件应按要求复位。

c) 更换的新绕组应外观检查，尺寸测量并单个作交流耐压试验和电晕电压试验。

d) 铁芯防晕层如有损坏，应薄刷一层防晕漆（如 ISL805 漆）。

e) 口部垫块，间隔垫块和端箍衬垫用 2×30 ， 3×30 ， 4×30 的涤沦适形毡刷 EG882 胶，其配方见附录，上下层间用玻璃丝绑绳刷 EG882 胶绑扎。

5.4.3.3 嵌放下层绕组。

a) 嵌放前应仔细检查线槽并用压缩空气吹扫。

b) 安放槽底垫条，可用胶带纸固定，露出槽口长度 $\leq \pm 5\text{mm}$ 。

c) 将线棒绝缘纸（槽衬纸）放在敷腻子及包扎用桌子上用腻子刮刀涂抹 KIT884.43 导电腻子（其配方见附录）。

注意：①KIT884.43 导电腻子的准备时间要提前 1 小时进行；

②由专人负责搅拌，搅拌时间必须按照工艺要求，搅拌时要戴防护手套；

③一次最大搅拌量不超过 5Kg；

④搅拌好的 KIT884.43 导电腻子应在 3 至 5 小时之内使用。

d) 将线棒宽面放于已敷有 KIT884.43 导电腻子的绝缘纸上包好，应注意线棒窄面处的绝缘纸不应沾有导电腻子。

e) 将线棒嵌入槽内时，应调好标高及端部间隔距离，线棒一旦入槽，将不允许作轴向移动。

f) 线棒就位后，用竹铲刮去线棒表面挤出的多余导电腻子，用剪子沿线棒剪除多余槽衬纸。

g) 安放层间垫条，用胶带纸固定，垫条须伸出上下压板各 5mm，有 RTD 的槽则装配 RTD。

h) 利用临时木槽楔、临时正反槽楔、槽辅助垫块、将线棒在上、中、下三处压紧，温度在规定范围内约 7 天后方可拆除。

i) 待胶体固化，压板拆除后进行线棒耐压试验，试验电压 41kV，历时 1min。

5.4.3.4 嵌放上层绕组

a) 待下层线棒端部清扫干净后，用压缩空气吹净下线槽并固定好层间垫条。

b) 剩下的上层线棒嵌放程序同下层线棒一样，上层线棒嵌入后应与下层线棒嵌入高度偏差在范围之内。

c) 上层绕组嵌完后，进行端部及侧面间隙检查并清扫干净。

5.4.3.5 打槽楔

a) 槽楔须烘干。

b) 打紧槽楔的方法及质量要求见 5.4.1.3 和 5.4.1.4。

注意：上、下层线棒嵌放及打完槽楔后按照试验工艺进行线棒耐压试验，然后进行定子绕组电接头的焊接（具体方法见 5.4.2 定子绕组接头焊接）。

c) 槽楔全部打紧及定子绕组接头焊接工作完成后应按图纸要求进行端部绑扎。

5.4.3.5.1 端部绑扎：

①先绑上端部，再绑下端部；先绑上层绕组，再绑下绕组；

②准备树脂 EG882（其配方见附录），将树脂放入浸胶桶中；

③将 Hm693 的柔性撑条放入树脂中并浸透树脂；

④将两块在 EG882 中浸过的 Hm693 和一块 Hm693 的刚性撑条做成“三明治”状的斜边垫块；

⑤将斜边垫块放在上、下层线棒之间。

5.4.3.5.2 支持环安装：

①预装绝缘支架，临时绑扎；

②准备 EM849 粘接胶及 EG882 树脂胶；

- ③在支持环项 2 和项 3 的粘接面涂 EM849，连接销钉涂 EM849；
- ④从+Y 方向开始连接安装支持环，然后沿两个方向顺序连接其它各节支持环，留一个合拢接口不连接；
- ⑤将适当尺寸的浸 EG882 的 Hm693 撑条，塞进线棒与支持环间间隙、支持环与绝缘支架间间隙，调整绝缘支架的厚度，使端部“三靠”；
- ⑥先绑扎支持环与线棒，再绝缘支架与支撑角钢；
- ⑦支持环合拢接口处最后绑扎，以便调理支持环的尺寸；
- ⑧绑绳整理光滑、表面刷 EG882 环氧树脂胶。

注意：支持环与线棒之间间隙 3mm；支持环绝缘支架与支撑角钢之间间隙 3mm；支持环与线棒半迭绕 3 道；绑绳连续光滑。

5.4.3.5.3 层间加强环安装：

- ①在工作台上铺一张 Hf376 薄膜，薄膜上铺一张 Gs520 玻璃丝布；
- ②在玻璃丝布上均匀涂抹 EM849.1；
- ③卷起玻璃丝布成圆棒状；
- ④将卷好的玻璃丝布放在比它大一点点的一张玻璃织物上，再次卷在一起，用 GsBd 玻璃纤维带绑扎，维持“圆棒”形状；
- ⑤放入上、下层线棒之间；调整好高度，与下层线棒及支持环一起绑扎，连续绑扎一匝。绑后将绑绳整理光滑、无毛刺，表面刷 EG882 树脂胶。

注意：石英粉在使用前，要经 100℃高温干燥 20 小时。

5.4.4 磁极绕组主绝缘的重修及磁极绕组接头和阻尼绕组接头的联接要求

- 5.4.4.1 先剔除绕组与铁芯间隙中的绝缘填充物，拨出缝隙四侧的绝缘固定物。
- 5.4.4.2 吊出磁极绕组后仔细查找出绝缘损坏处，用薄铲刀将原绕组匝间的绝缘填充物剔除，并清理干净然后用环氧酚醛树脂进行修补，绝缘修补贴接处应有 70 毫米长的搭接斜面。
- 5.4.4.3 绝缘修补合格后，照原样修复，耐压合格后，用绝缘混合泥将缝隙填充封闭。
- 5.4.4.4 磁极绕组接头和阻尼绕组接头的联接要求：
 - ①接头错位不应超过接头宽度的 10%，接触面电流密度应符合设计要求。
 - ②螺栓联接接头接触面应紧密，用 0.05mm 塞尺检查，塞入深度不应超过 2mm。

5.4.5 转子引线的固定包扎

- 5.4.5.1 转子引线连接处的螺栓两面均应放置弹簧垫圈，螺栓用螺纹固定剂粘好。
- 5.4.5.2 包扎绝缘时用 0.25mm 厚的云母带半叠绕包 3-4 层，包扎前先在包扎处涂一遍 EG882 胶用云母带包扎一圈，再刷一遍 EG882 胶，如此连续包扎完成 3-4 层，然后根据转轴上的槽宽将转子引线包扎到能够放入为止，转子引线固定好后，再把转子引线两侧与槽之间刷满 EG882 胶。

5.4.6 滑环检修

- 5.4.6.1 碳刷清扫前，须在滑环下面垫一层棉布，用 3kg/cm 清洁干燥的压缩空气吹扫滑环刷架的碳粉，清除油垢，刷架、刷握绝缘支柱绝缘垫圈应完好，刷握应垂直正对滑环，为保护滑环光洁度，需解体时应用凡士林封面。

5.4.6.2 更换碳刷

- a) 每次更换同型号碳刷只能占全部碳刷的三分之一。
- b) 磨碳刷时应使其接触面达到四分之三以上。
- c) 碳刷压力的最大值与最小值差不超过 10%。

5.4.7 励磁系统检查

- 5.4.7.1 可控硅励磁系统在机组大修时应对主回路进行全面检修，清扫。
- 5.4.7.2 灭磁开关按厂家说明书的技术要求进行检修。
- 5.4.7.3 其它励磁系统的主设备检修按有关技术标准进行检修。

6 巡回检查与小修项目

6.1 巡回检查。

- 6.1.1 检查励磁变各接头有无过热现象。
- 6.1.2 检查发电机引出线和中性点引线接头有无过热。
- 6.1.3 检查机组转子内部有无异音，臭味。
- 6.1.4 检查滑环电刷磨损情况，接触面应良好。
- 6.1.5 检查滑环表面有无过热痕迹，油垢及脏物。

6.2 小修

6.2.1 装拆发电机引出母线及中性点母线接头。

6.2.2 清扫、检查滑环及更换损坏的电刷。

6.2.3 发电机内部检查清扫。

6.2.3.1 检查定子绕组接头有无过热现象及绝缘情况。

6.2.3.2 检查槽口槽楔是否松动脱落，铁芯是否完好。

6.2.3.3 检查转子绕组阻尼环及其接头有无松动或裂纹。

6.2.3.4 检查定子绕组接头、汇流铜环或大/小跨桥是否有过热现象。

6.2.3.5 检查转子线圈接头有无松动或裂纹。

6.2.3.6 检查转子线圈有无开裂。

6.2.3.7 检查转子引线有无异常。

6.2.3.8 检查定子风扇罩、转子风扇片有无变形，松动。

定子下线配胶重量对照表

配胶名称	配胶重量	成分 1	成分 2	成分 3	成分 4	备注
KIT884.43		COMP I	COMP II	COMP III	碳黑	
	1000g	436	406	2.5	156	
	2000g	872	812	5	312	
	3000g	1308	1218	7.5	468	
	4000g	1744	1624	10	624	
	5000g	2180	2030	12.5	780	
EG882	1000g	840	160			配比 21: 4
	2000g	1680	320			
	3000g	2520	480			
	4000g	3360	640			
	5000g	4200	800			
EM849.1	100g	84	16	石英粉适量		配比 21: 4: 适量石英粉
	200g	168	32			
	300g	252	48			
	400g	336	64			
	500g	420	80			
EM849	100	84	16			配比 21: 4
	200g	168	32			
	300g	252	48			
ISL898.1		1 桶	2 桶			配比 606: 394
ISL805						定子表面刷漆及 整体喷漆

定子下线绝缘漆、胶的使用表

名称	适用范围	组成	配比	混合方法	混合物使用时间 及固化时间 (大概)

KIT884.43	线棒直线段 槽内部分表面 防电晕胶	COMP I COMP II COMP III 碳黑	436: 406: 2.5: 155.6	最大搅拌量 5000g, COMP I 和 COMP II 混合 后用 100-150 转/分的 电动工具搅拌 5 分钟, 再加入 COMP III 同样搅 拌 5 分钟, 最后加入碳 黑先慢速混合后, 快速 搅拌 15-20 分钟。	≤ 10 小 时 20℃, 大于 7 天 70℃, 大于 24 小时
EG882	玻璃丝绑绳、 带刷胶, 衬块 /垫浸胶	COMP I COMP II	21: 4	最大搅拌量 1000g, COMP I 和 COMP II 混合 后, 用 100-150 转/分 的电动工具搅拌, 时间 5-10 分钟。	3 小时左右 20℃, 3-5 天
EM849	打槽楔、支持 环等用胶	COMP I COMP II	21: 4	最大搅拌量 600g, COMP I 和 COMP II 混合后, 用 100-150 转/分的电动 工具搅拌, 时间 5-10 分钟。加适量丙酮稀释	3 小时 20℃, 28 小时
EM849.1	层间支持环 制作	COMP I COMP II 石英粉	100: 19: 适量石英 粉	最大搅拌量 600g, COMP I 和 COMP II 混合后, 用 100-150 转/分的电动 工具搅拌, 时间 5-10 分钟, 再加入适量石英 粉混合均匀。	4 小时 20℃, 28 小时 表面无粘性, 14 天完全固 化
ISL898.1	绝缘包扎层 间用胶	COMP I COMP II	606: 394	最大搅拌量 5000g, COMP I 和 COMP II 混合 后, 用 100-150 转/分 的电动工具搅拌, 时间 3 小时	3.5 小时 20℃, 48 小时 表面无粘性, 14 天完全固 化
ISL805	定子表面刷 漆及整体喷 漆				

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

变压器检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准根据本站的实际情况及依据制造厂家有关技术文件进行制订。

制订本标准的目的：更好地对本站的变压器进行检修，贯彻以预防为主，计划检修和诊断检修相结合的方针，做到应修必修、修必修好、讲究实效。

本标准的内容：对变压器的大小修周期、工艺要求、检修顺序等作了说明，其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

变压器检修规程

1 主题内容与适用范围

- 1.1 本标准规定了本站变压器的检修项目，检修工艺及验收质量标准。不包括更换绕组和铁芯等非标准项目的检修。
- 1.2 本标准适用于本厂#1-#4 变压器检修技术工作。
- 1.3 本标准适用于本厂#1-#4 励磁变、#1-#2 厂高变及联合进水口箱变的检修技术工作。(按干式变压器检修规程检修)

2 设备技术参数

主变 1B-4B 技术规范

型号			SF11-75000/220			容量	75000kVA
额定电压			242（1±2×2.5%）/13.8kV			联结组标号	YNd11
额定频率			50Hz			相数	3 相
冷却方式			OFAN/OFAP（67%/100%）			使用条件	户外式
绝缘水平			h. v 线路端子 S1/L1/AC 750/950/395kV			产品代号	1XTB. 710. 3001 7CT
			h. v 中性点线路端子 L1/AC 480/200kV			出厂序号	1B: 1120224
			I. V 线路端子 L1/AC 105/45kV				2B: 1120162
标准代号			GB 1094. 1-1996 GB 1094. 2-1996		3B: 1120127		
			GB 1094. 3-2003 GB 1094. 5-2008		4B: 1120116		
电 压	高压侧	1	kV	254. 10	海拔	1045m	
		2		248. 05	顶层油温升	55K	
		3		242. 00	器身重量	50800kg	
		4		235. 95	总油重量	26300kg	
		5		229. 90	上节油箱重量	8280kg	
	低压侧			13. 8	总重量	96800kg	
电 流	高压侧	1	A	170. 41	运输重量（充氮）	64400kg	
		2		174. 57	出厂日期	1B: 2012. 10	
		3		178. 93		2B: 2012. 8	
		4		183. 52		3B: 2012. 7	
		5		188. 35		4B: 2012. 6	
	低压侧			3137. 77			
空载损耗			1B: 44. 2kW	2B: 47. 34kW	3B: 45. 76kW	4B: 47. 76kW	
负载损耗			1B: 235. 99kW	2B: 236. 43kW	3B: 235. 99kW	4B: 235. 87kW	
短路阻抗			1B: 13. 86%	2B: 13. 86%	3B: 13. 85%	4B: 13. 79%	
空载电流			1B: 0. 07%	2B: 0. 08%	3B: 0. 08%	4B: 0. 08%	
制造厂家			特变电工有限公司新疆变压器厂				
风机			型号	DBF-9Q10B		风量	18000 ³ /h
			全压	118Pa		额定电压	380V
			额定频率	50Hz		重量	68kg
			额定功率	0. 55kW		额定电流	2. 1A
			相数	3		转速	580r/min
			制造厂家	台商合资台州通达机电有限公司			

高压 B 相电流互感器	型号	LR-220
	额定负荷	20VA
	使用出头	1S1-1S2
	电流比	400/5
	准确级	0.5
高压 O 相电流互感器	型号	LRB-126
	额定负荷	30VA
	使用出头	1S1-1S2
	电流比	150/1
	准确级	5P30

厂高变变压器 1CB-2CB 技术规范

项目		1 号厂高变压器 1CB		2 号厂高变压器 2CB
型号		SC10-2500/13.8		SC10-2500/13.8
额定容量		2500kVA		2500kVA
额定电压		13.8±2×2.5%/10.5kV		13.8±2×2.5%/10.5kV
额定频率		50Hz		50Hz
相数		3		3
短路阻抗		6.17%（120℃）		6.15%（120℃）
空载电流		0.23%		0.24%
空载损耗		4240W		4330W
负载损耗		21229W		21161W
冷却方式		AN/AF		AN/AF
绝缘水平		LI75AC35/ LI75AC35		LI75AC35/ LI75AC35
绝缘耐热等级		F		F
联接组标号		Dy11		Dy11
运行环境		户内		户内
绕组温升限制		100K		100K
防护等级		IP20		IP20
接地方式		直接接地		直接接地
电压	高压侧	2-3	14490V	14490V
		3-4	14145V	14145V
		4-5	13800V	13800V
		5-6	13455V	13455V
		6-7	13110	13110
	低压侧	10500V		10500V
电流	高压侧	2-3	— —	— —
		3-4	— —	— —
		4-5	104.6	104.6
		5-6	— —	— —
		6-7	— —	— —
	低压侧	137.5A		137.5A
总重		5315Kg		5315Kg
出厂序号		G120817		G120816

项目	1 号厂高变压器 1CB	2 号厂高变压器 2CB
出厂日期	2010 年 10 月	2012 年 10 月
温控器型号	-----	-----
制造厂家	环宇集团（南京）有限公司	

机组励磁变压器 1LB-4LB 技术规范
(规范性附录)

型号	ZSCB10-630/13.8/0.49			额定容量	630kVA	
联结组标号	YD11			相数	3 相	
绝缘等级	F			额定频率	50HZ	
冷却方式	AN			使用条件	户内式	
短路阻抗	1LB	6.13%		温升限值	80K	
	2LB	6.12%				
	3LB	6.10%				
	4LB	6.10%				
标准代号	GB 1094.11	IEC60076-11		产品代号	ASEZB1179-1C	
电压	高压侧	1	14480v	电流	一次侧	26.4A
		2	14145v			
		3	13800v			
		4	13455v			
		5	13110v			
	二次侧	490v		二次侧	742A	
厂家	顺特电气					

厂用变压器 41B-43B 技术规范
(规范性附录)

项目	厂用变压器 41B	厂用变压器 42B	采暖变压器 43B
型号	SC10-1000/10.5	SC10-1000/10.5	SC10-630/10.5
额定容量	1000kVA	1000kVA	630kVA
额定电压	10.5±2×2.5%/0.4kV	10.5±2×2.5%/0.4kV	10.5±2×2.5%/0.4kV
额定频率	50Hz	50Hz	50Hz
相数	3	3	3
短路阻抗	5.83% (120℃)	5.88% (120℃)	6.29% (120℃)
空载电流	0.48%	0.4%	0.57%
空载损耗	1849W	1774W	1298W
负载损耗	8696W	8732W	6550W
冷却方式	AN/AF	AN/AF	AN/AF
绝缘耐热等级	F	F	F
绝缘水平	LI75 AC 35/AC 5	LI75 AC 35/AC 5	LI75 AC 35/AC 5
联结组标号	Dyn11	Dyn11	Dyn11
防护等级	IP20	IP20	IP20
绕组温升限制	100K	100K	100K
运行环境	室内运行	室内运行	室内运行

项目		厂用变压器 41B		厂用变压器 42B	采暖变压器 43B
接地方式		直接接地		直接接地	直接接地
电压	高压侧	2-3	11.025kV	11.025kV	11.025kV
		3-4	10.763kV	10.763kV	10.763kV
		4-5	10.500kV	10.500kV	10.500kV
		5-6	10.238kV	10.238kV	10.238kV
		6-7	9.975kV	9.975kV	9.975kV
	低压侧	0.4kV		0.4kV	0.4kV
电流	高压侧	2-3	— —	— —	— —
		3-4	— —	— —	— —
		4-5	54.99A	54.99A	34.64A
		5-6	— —	— —	— —
		6-7	— —	— —	— —
	低压侧	1443.4A	1443.4A	909.33A	
总重		2360kg		2360kg	1720Kg
出厂序号		G120814		G120813	G120815
出厂日期		2012 年 09 月		2012 年 09 月	2012 年 09 月
制造厂家		环宇集团（南京）有限公司			

变压器绝缘电阻换算公式

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10}$$

式中：

R₂—温度为 t₂ 时的绝缘电阻值，MΩ；

R₁—温度为 t₁ 时的绝缘电阻值，MΩ；

t₁—温度 1，℃；

t₂—温度 2，℃。

变压器的初始绝缘电阻

设备 参数	1 ~ 4 号 主变	1 ~ 2 号 厂变	1、2、3、 4 号机 励磁变	41、42、 43 号 厂用变
高压对低压及地 MΩ	2500+	2500+	2500+	2500+
低压对高压及地 MΩ	2500+	2500+	2500+	2500+
测试温度℃	16	16	16	16

变压器直流电阻换算公式

$$R_2 = R_1 \left(\frac{T + t_2}{T + t_1} \right)$$

式中：

R₂—温度为 t₂ 时的直流电阻值，Ω；

R₁—温度为 t₁ 时的直流电阻值，Ω；

T—计算常数，铜导线取 235，铝导线取 225；
 t1—温度 1，℃；
 t2—温度 2，℃。

表 2 主变 1B～4B 内部气样与故障性质判断表

气样性质	故障性质
无色无味不可燃	空气混入
黄色不易燃	木质故障
淡黄色强烈臭味可燃	纸或纸板故障
灰色或黑色易燃	油故障

3 巡回检查、故障及事故处理、检修周期与检修前的准备工作

3.1 变压器巡视检查注意事项

- 3.1.1 声音是否正常。正常运行的变压器发出的是均匀的“嗡嗡”声。
- 3.1.2 检查变压器有无渗油、漏油现象，油的颜色和油位是否正常。新变压器油是浅黄色，运行以后呈浅红色。如有异常进行处理。
- 3.1.3 变压器的电流和温度是否超过允许值。
- 3.1.4 变压器中性点套管是否清洁，有无破损裂纹和放电痕迹。封闭母线筒有无放电声和火花闪烁。
- 3.1.5 变压器接地是否良好。各部的电气距离是否符合要求。
- 3.1.6 散热片风扇电机运转是否正常，声音有是否异常。

3.2 故障及事故处理

3.2.1 变压器不正常运行的处理

- 3.2.1.1 变压器的负荷超过允许的正常过负荷值时，应按现场规程的规定调低变压器的负荷。
- 3.2.1.2 变压器运行电压超过分接电压 5%以上，应立即采取措施进行调整。
- 3.2.1.3 变压器有下列情况之一者应立即停下处理。若有备用变压器时，应尽可能先将备用变压器投入运行。
 - a)变压器内部音响很大，很不正常，有爆裂声。
 - b)在正常负荷和冷却条件下，变压器温度不正常并不断上升。
 - c)储油柜喷油。
 - d)严重漏油使油面下降，低于油位计的指示限度。
 - e)油色变化过甚、油内出现大量游离碳等。
 - f)套管有严重的破损和放电现象。

3.2.1.4 变压器油温的升高超过许可限度时，应判明原因，采取办法使其降低。因此必须进行下列工作。

- a)检查变压器的负荷和冷却介质的温度，并与在同一负荷和冷介质温度下应有的油温核对。
 - b)核对温度表。
 - c)检查变压器机械冷却装置或变压器室的通风情况。
- 若变压器油温升高的原因是由于冷却系统故障，且在运行中无法修理者，应将变压器停运修理，若不需停运即可修理时，即应调整变压器负荷至相应的容量。
- 若发现油温较平时同一负荷和冷却温度下高出 10℃以上，或变压器 负荷不变，油温不断上升，而检查结果证明冷却装置正常，温度计正常，则认为变压器已发生内部故障(如铁心严重短路，线圈匝间短路等)故而变压器的保护装置不起作用，在这种情况下应立即将变压器停下修理。

3.2.1.5 若变压器的油已低温凝固时，仍允许将变压器投入运行，但应逐步增加负荷，同时必须监视油温，直至油循环正常为止。

3.2.2 瓦斯保护装置动作的处理。

- 3.2.2.1 瓦斯保护信号动作时，应立即对变压器进行检查，查明动作的原因，是否侵入空气、油位降低，二次回路故障或是变压器内部故障造成的。如瓦斯继电内存在气体，则应鉴定其颜色及是否可燃，并取气样和油样作色谱分析，以判断变压器的性质。
 - 3.2.2.2 若瓦斯继电器内的气体为无色、无臭且不可燃、色谱分板判断为空气，而且信号动作间隔时间逐次缩短，将造成跳闸时，如无备用变压器，则应将长瓦斯改接信号，并报告上级领导人员，同时应立即要明原因加以消除。但如有备用变压器时，则应换用备用变压器，而不准使运行中变压器的重瓦期改接信号。
- 若气体是可燃的，色谱分析后各项特征气体含量超过正常值，经常试验进行综合判断，如说明变压器内部已有故障，必须将变压器停运，以便分析动作原因和进行检查处理。

3.2.2.3 瓦斯保护信号与跳闸同时动作，并经检查是可烧性气体，则变压器未经检查并试验合格前

不许再投入运行。

3.3 检修周期

3.3.1 大修周期

3.3.1.1 一般在投入运行后的 5 年内和以后每间隔 10 年大修一次。

3.3.1.2 箱沿焊接的全密封变压器或制造厂另有规定者，若经过试验与检查并结合运行情况，判定有内部故障或本体严重渗漏油时，才进行大修。

3.3.1.3 在电力系统中运行的主变压器当承受出口短路后，经综合诊断分析，可考虑提前大修。

3.3.1.4 运行中的变压器，当发现异常状况或经试验判明有内部故障时，应提前进行大修；运行正常的变压器经综合诊断分析良好，总工程师批准，可适当延长大修周期。

3.3.2 小修周期

3.3.2.1 一般每年 1 次；

3.3.3 附属装置的检修周期

3.3.3.1 保护装置和测温装置的校验，应根据有关规程的规定进行。

3.3.3.2 变压器风扇(以下简称风扇)的解体检修，1~2 年进行一次。

3.3.3.3 净油器中吸附剂的更换，应根据油质化验结果而定；吸湿器中的吸附剂视失 程度随时更换。

3.3.3.4 自动装置及控制回路的检验，一般每年进行一次。

3.3.4 变压器暴露在空气中时间不应超过下列规定：

a) 相对湿度不大于 65%时为 16 小时。

b) 相对湿度不大于 75%时为 12 小时。

c) 温度低于 0°以下时，检查时器身温度应高于周围气温否则应将器身加温，则在开启变压器箱盖以前，必须加热 12h 以上。

3.4 小修项目

3.4.1 检修前的准备工作。

3.4.2 检修并消除已经发现而就地能消除的缺陷。

3.4.3 检查接地装置。

3.4.4 检查分接开关和操作结构，检修散热片风扇。

3.4.5 检查硅胶筒是否受潮，必要时更换。

3.4.6 检查中性点套管、净油器、散热片、油路是否有漏油现象。

3.4.7 清扫外壳和中性点套管。

3.4.8 散热片的清扫检查。检查油位及补充注油。

3.5 大修项目

3.5.1 修前的准备工作。

3.5.2 吊外壳和吊芯子。

3.5.3 检修芯子(铁芯、线圈、切换开关和引出线)。

3.5.4 检修附件(油枕、油阀门和各电压等级的套管等)。

3.5.5 检修散热片风扇电机。

3.5.6 清扫外壳、必要时除锈清扫喷漆。

3.5.7 检查控制测量仪表、信号和保护装置。

3.5.8 对油进行过滤、处理、劣化时应更换新油。

3.5.9 铁芯、线圈受潮时处理。

3.5.10 装配变压器。

3.5.11 注油静止后进行规定的测量和试验。

3.6 检修前的准备工作

3.6.1 变压器的检修工作，保证安全作业的条件下，力求在变压器运行现场进行。由于现场条件所限，也可将变压器拖运到条件具备的场地进行。

3.6.2 变压器现场检修，应因地制宜采用可靠的起重方案，以确保检修的顺利进行及检人员和设备的安全，缩短检修时间，提高工效。

3.6.3 吊罩变压器的起吊工具应全面检查。

3.6.4 备用专用油罐，内部应清洁、干燥、按变压器总油量考虑，并留有裕度。

3.6.5 备用压力式滤油机，真空滤油机、真空泵、烘箱等，并检修、试运行。

3.6.6 检修现场应备用足够量的干式粉式灭火器，二氧化碳及四氯化碳灭火器。

3.6.7 在器身及其附件上进行焊接工作时，必须有专人负责监护，随时准备灭火。

- 3.6.8 检修现场严禁烟火，易燃易爆器材指定专人发放、回收和保管。
- 3.6.9 订出大修项目，包括安全、组织技术措施，召开大修前检修 人员会议，检查专业班组准备情况。参加检修人员配戴大修工作证。
- 3.6.10 全体参加变压器检修人员要围绕吊芯(罩)后的内部检查处理共同努力，尽快缩短铁芯露于空气中的时间。

4 搬运、起重及拆卸工作

4.1 排油准备工作

4.1.1 滤油机进油管接在变压器放油阀门上，滤油机出油管接在备用油罐进油管上，同时打开排气孔。

4.1.2 全面检查是否符合放油条件，先启动滤油机看旋转方向是否与壳体箭头一致，直至本体的油全部放尽。

4.1.3 首先拆除消防水管各接头，在拆除变压器外部高、低压侧封闭母线筒及各接线头。

4.1.4 凡是影响吊罩(芯)及搬运的附件都要拆除，并作好保护工作。

4.2 变压器搬运工作。

4.2.1 变压器搬运工作

4.2.1.1 应拆除所有影响变压器搬运的附件，并把附件孔及管口封闭好。

4.2.1.2 调查了解道路及走向，轨道的结构，宽度坡度，转角及承重情况，必要时予以加固，对其他障碍物，采取排除障碍，保证安全通过的措施。

4.2.1.3 变压器途中，应绑扎牢固，防止冲击震动，倾斜及碰坏零件。牵引的着力点应在变压器重心以下，运输倾斜角不得超过 15° 。

4.2.1.4 用千斤顶升变压器时，应顶油箱专门部位。

4.2.1.5 利用变压器滚轮短途运输时，其速度不应超过 0.2 km/h。

4.2.1.6 变压器搬运到原来的运行位置，特别注意高、低侧方向是否与原来相符合，避免就位时调换方向发生困难。

4.2.2 吊套管的步骤

4.2.2.1 先将套管螺帽松开，用钢丝绳串在套管四个法兰吊环上，再用绳子把四根钢丝绳互相平分在套管圆周上，在钢丝绳接触处裙部分用破布扎好。

4.2.2.2 吊套管葫芦受点力，松开套管法全部螺栓，慢慢把套管吊起，松开套管引头白纱带另一头。套和引线随着套的上升而下降，直到抗套管安全放在支架上固定，把引线绕好固定在绝缘支架上。

4.2.2.3 套管孔用铁板封好，各内部引线头垂下放在铁芯上。

4.2.3 低压套管拆卸

4.2.3.1 打开低压侧人孔盖板，松开套管内部引线头。

4.2.3.2 松内部线的工具用白纱带绑好，避免掉下损坏绝缘，内部检查是否螺丝全部拆完。

4.2.3.3 再均匀的松开套管法兰螺丝，拔出套管。

4.2.4 变压器起吊工作

4.2.4.1 起吊前应拆除所有与其相连的部件。

4.2.4.2 根据被吊物重量选择好钢丝绳套，吊环及其它工具，起吊前应先试吊 1 到 2 次。

4.2.4.3 起吊罩或芯时，吊索的夹角不应大于 60° ，调整绳套使被吊物平衡，起吊过程中，器身与箱壁不得有碰、器身及钟罩四角应系缆绳，并由专人握持。

4.2.4.4 被吊物应平稳，上下速度不宜过快，并掌握重心防止倾斜。

4.2.4.5 卸放时，应事先选好地方，摆好铺垫物，缓慢下降放稳，防止猛升猛落。

4.2.4.6 复位时复装罩或芯前，应套好箱沿封橡皮胶垫，安放平正，并用 U 型卡子固定好，对准中心平稳下降，注意罩或芯与箱壁四周距离，以免碰伤各部件，对罩或芯下降到接近箱洞时，注意对正四周，螺丝孔装上螺栓，拔出 U 型卡子后等待焊接。

4.2.4.7 吊装套管时，其斜坡应使套管法兰与油箱之倾角基本上一致，并用绳子绑好，防止碰拦及翻倒。

4.2.4.8 现场吊应人工明确，专人指挥。对桥吊作全面检查确保安全按时、保质、保量完成大修任务。

4.2.5 变压器现场吊罩或芯的步骤。

4.2.5.1 吊罩或芯前检查防潮防污及安全措施。

4.2.5.2 吊罩或芯分工明确，专人指挥，严禁非工作人员入内。

4.2.5.3 串好吊罩或芯钢丝绳并受点力。

- 4.2.5.4 用氧割把钟罩与本体割开及打开顶部分接开关顶盖帽。
- 4.2.5.5 全面检查一次是否有影响吊罩或芯连接部件及螺丝。
- 4.2.5.6 先慢慢将罩或芯吊起 20 毫米左右后,再次检查确实没有影响上升阻力,再加快上各项速度,直到罩或芯高出芯或箱 300 毫米左右,再把罩或芯移在先备好的地点放下。

5 绕组及铁芯的检查

5.1 绕组的检查

- 5.1.1 检查绕组表面及主绝缘情况。
- 5.1.2 检查绕组油道有无被油垢或其他物质堵塞情况,必要时用白布及泡沫塑料擦试,然后用 $2\text{kg}/\text{cm}^2$ 压力的合格变压器油冲洗。
- 5.1.3 检查绕组或围屏有无破损,变色变形,放电痕迹等发现异常应打开围屏作进一步检查处理。
- 5.1.4 检查各部垫块,反压钉有无松动位移、变形现象。
- 5.1.5 检查引线的绝缘包扎情况,有无变形、变脆、破坏、有无断股,引线及引线头焊接处有无焊锡熔化现象。
- 5.1.6 检查引头,分接线益有无移动,固定支架有松动发现位移松动时应设法复原,拧紧固定螺栓,并复核引线,分接线的绝缘距离。
- 5.1.7 检查分接开关各部位的接触情况,配合试验人员做好各段位置直流电阻。

5.2 检查铁芯

- 5.2.1 检查铁芯是否平整、绝缘漆膜是否脱落,有无放电烧伤痕迹,上铁轭顶部是否有存积的油垢杂物,铁芯若叠片翘起应用铜锤敲打平整,铁芯若有烧伤痕迹应查找原因并进行处理。烧伤严重的应更换部分叠层。铁芯表面及铁轭上的油垢应用白布及泡沫塑料擦干净。
- 5.2.2 检查铁芯上下夹件,绕组压板是否连接可靠,并经小套管与油箱一点接地,若有多点接地应设法消除。
- 5.2.3 测量铁轭夹件对穿芯螺栓绝缘电阻。
- 5.2.4 测量铁轭平件对空芯螺栓绝缘电阻测量用 2500 伏兆欧表,铁芯对地用 1000 伏兆欧表测量。测量时一分钟代替交流耐压测量与上次值相比较,但不得低于 10 兆欧。
- 5.2.5 测量铁芯接地的绝缘电阻,夹件对铁芯压板的绝缘电阻测量时应将有关接地片连接线解开,测后复装,并试一次联通情况。

6 变压器附件检修

6.1 套管检修

- 6.1.1 检查套管法兰有无渗漏油及锈蚀情况。
- 6.1.2 检查瓷套有无裂纹破损,轻微损伤可用环氧树脂粘补。
- 6.1.3 拆卸前在套管法兰及升高法兰上做好安装位置的标记。
- 6.1.4 更换密封胶圈。
- 6.1.5 检查套管接头油位,并真空注油至规定位置。
- 6.1.6 套管绝缘不合格,应查明原因,换油或干燥,必要时更换套管。
- 6.1.7 检查套口及套管升压座是否完整,密封是否良好。
- 6.2 散热片风扇电机检修
- 6.3 分接开关的检修
 - 6.3.1 检查开关各是齐全完整。
 - 6.3.2 松开上方定位螺栓根动操作手柄,检查动触头转动是否灵活,上部指示位置与下部实际接触位置是否一致,若传动不灵活,应进一步检查卡塞的原因,若上下部不对齐应进行调整。
 - 6.3.3 检查动静触头间接触是否良好,触头表面是否清洁,有无氧化变化变色及碰伤痕迹,弹簧有无松动发现氧化膜用碳化和白带穿入触柱来回擦试清除,触柱过热、发黑、烧毛、穿弧镀层脱落,严重时更换。
 - 6.3.4 动静触头接触电阻小于 500 微欧,触头接触压力用弹簧称测量应在 $2.5\text{kg}/\text{cm}^2$ 之时,用 0.02mm 塞尺检查接触紧密。
 - 6.3.5 检查触头,各接线联接螺栓有无松动,发现松动应拧紧锁位。
 - 6.3.6 检查分接开关绝缘件有无受潮,破裂或变形,表面是否清洁,发现表面脏污应用无纤维绒毛,白布控试干净,绝缘筒破裂,变形严重时更换。
 - 6.3.7 检修的分接开关,应注意拆装前后指示位置必须一致。
 - 6.3.8 开关的绝缘强度应符合产品出厂说明书耐压试验标准,无闪略击窗现象。
- 6.4 控制柜检修

- 6.4.1 检查并清扫总控制箱及分箱内外各部接线和元件,无断线、元件有无损坏,发现缺陷应清除。
- 6.4.2 检查各部管路有无渗漏并进行情况。
- 6.4.3 各部接线正确,绝缘良好,元件动作可靠,控制箱内外应清洁、无进水。
- 6.5 油箱检修
 - 6.5.1 检查油箱外部有无油污,若有油污应用汽油棉纱擦净,仔细观察渗漏部位做好标记进行补漏。
 - 6.5.2 配合吊罩或芯检查,清扫油箱内部,并检查箱壁内磁屏蔽或磁分路是否完好。
 - 6.5.3 检查各法兰结合面是否平整,有无油垢,带螺栓法兰的内部焊缝及放油塞有无渗漏,发现渗漏应补焊及更换密封垫。
 - 6.5.4 检查油箱底架和小车各焊接部分有无裂纹,各固定螺栓是否紧固可靠接地联接是否完好锈蚀严重者予以更换,检查轮轴有无变形轴套有无磨损。
- 6.6 蝶阀及检修、事故排油阀检查
 - 6.6.1 检查蝶阀转轴,档板等附件是否完整,灵活和严密,必要时更换零件,同时经 $0.5\text{kg}/\text{cm}^2$ 油压试验不漏油。
 - 6.6.2 事故排油阀,放油阀应拆下分解检修,研磨或更换密封胶垫,缺损的另件应配齐,或者更换阀门,对阀门应做好 $1.5\text{kg}/\text{cm}^2$ 油压试验不漏油。
- 6.7 油枕的检查
 - 6.7.1 检查有无渗漏及锈蚀情况发现渗漏点及时补焊漏点,锈蚀除锈补漆,并做静油压力试验,以油枕无渗油为准。
 - 6.7.2 检查油位计玻璃管是否清晰透明,油位监视线是否明显,位置是否恰当,监视线应明显。
 - 6.7.3 检查油枕的集污器是否有油泥,并清除干净。
 - 6.7.4 装有胶囊隔膜的油枕其胶囊本身及油枕结合处应仔细检查,保证无漏气、进气可能性,无把握时应做油压试验,检查中发现胶囊渗油时应进行粘补,发现龟裂变脆等老化现象应更换。
 - 6.7.5 装有隔膜胶囊的油枕,胶囊与油枕结合上应保证密封严实,胶囊本身应有忍受好的耐油性,耐老化性及气密性加 $0.02\text{kg}/\text{cm}^2$ 气压无渗漏。
- 6.8 气体继电器检修
 - 6.8.1 检查视察窗玻璃是否完整,刻度是否清晰,玻璃损坏应更换,不清晰应用酒精棉纱擦拭。
 - 6.8.2 检查内部引线绝缘质量,并测量其绝缘电阻。
 - 6.8.3 检查项目及标准参照产品出厂说明书。
 - 6.8.4 试验项目及标准参照产品出厂说明书。
 - 6.8.5 检查整个芯子是否清洁,发现油垢,杂质应用合格的变压器油进行冲洗,同时检查出线套管和气塞密封,发现渗漏应予处理或改进。
 - 6.8.6 检查合格后的继电器在安装时箭头应指向通往变压器油枕的一方,安装完毕打开联管上方的蝶阀和放气塞,使气体全部放出。
 - 6.8.7 检查信号动作是否灵敏稳定,信号接点在气体充达 $250\sim 300\text{cm}$ 时应稳定闭合。
 - 6.8.8 检查信号动作是否灵敏定,当继电器内通过 $0.6\sim 1.5\text{m/s}$ 流速时脱扣接点应稳定闭合。
 - 6.8.9 检查气体继电器安装是否符合要求,气体油流能否集中流入气体继电器内,应检查。
 - 6.8.10 检查气体继电器安装是否符合要求,气体油流能否集中流入气体继电器内,应检查:
 - 6.8.10.1 顶盖沿气体继电器方向的升高坡度为 $1\%\sim 1.5\%$ 。
 - 6.8.10.2 各套管升高座至气体继电器的通管是否畅通。
 - 6.8.11 全部安装检查完好,应检查继电器上方接线端子盒内有无进水造成端子短路的可能,必要时淋水进行检查,发现及进处理。
- 6.9 压力释放阀的更换
- 6.10 呼吸器的检修
 - 6.10.1 检查呼吸器的内部硅胶,有无受潮,进油,发现受潮、进油时应更换硅胶。
 - 6.10.2 拆下呼吸器,用酒精棉纱擦拭玻璃筒。
 - 6.10.3 装入干燥的变色硅胶,以监视运行是否受潮,并将玻璃筒拧紧的呼吸器道上硅胶不要装满,应留有 10% 的空气容积。
 - 6.10.4 在油封中加入适量的变压器油,将油封拧紧。
- 6.11 温度计的检修
 - 6.11.1 检查温度计指示是否准确,检修变压器时应同时校验温度计是否合格。
 - 6.11.2 检查电阻温度计的测量元件并校验合格。
 - 6.11.3 检查温度计套筒有无变形,积水锈蚀和渗漏,内部是否充油。

6.11.4 装复时应注意以下事项：

6.11.4.1 配用温度度计应按套筒螺纹选择，温度计座下部的管内的应注油以保持良好的热传导。

6.11.4.2 安装信号温度计时，应检查测温包和毛细管是否严密完好，毛细管的弯半径不得小于 58 毫米，安装时应用扎丝固定，扎丝间距楞不大于 300 毫米。

7 绝缘油处理及油漆工作

7.1 绝缘油处理

7.1.2 检修前应对种容器、滤油机、各部管道进行严格检查并合格油清洗干净。检修工作间断应注意密封，防尘、防潮。

7.1.3 注油完毕应在变压器上部及下部各取一次油样进行电气耐压，化学试验、微水量分析。

7.2 变压器油漆工作

7.2.1 变压器油箱，散热片及其附件的表面，在大修后应重新喷刷油漆。

7.2.2 对表面油漆膜，油污清除，可采用清洗剂清洗清水洗刷干净，喷刷油漆对表面污垢应用汽油擦拭干净。

7.2.3 涂漆方法可采用喷漆或刷漆。

7.2.4 先将表面喷刷防锈底漆，漆膜厚度一般在 0.5mm 左右，要求光滑无流痕垂珠，待油漆干透后再喷刷第二道油漆膜厚度在 0.1~0.02mm 左右，要求无斑痕垂珠。

7.2.5 个别部位因补焊或掉漆时，需要刮试干净并打腻子补漆，补漆要求均匀光滑，颜色与厚度一致。

8 竣工检查、复装工作

8.1 检查所订检修项目，技术改进和技术革新项目完成情况，是否达到预期的效果。

8.2 进行吊罩或芯前作铁芯内部的检查，是否有遗留物，工具清点确实无误。

8.3 变压器铁芯底盘橡皮条的情况或者更换工作。

8.4 进行吊罩或芯工作，检查其内部有无杂物，用干净布试洗干净。

8.5 把罩或芯升到器身高出 300 毫米，对准铁芯慢慢地往下落，四周站有人观察罩或芯的下落情况，直到橡皮条上下入槽位，钟罩与本体底座落到底为止再进行焊接。

8.6 打开低压侧人孔进行套管内部接线工作，工具用白纱带绑带牢，三相接好把人孔门封好。

8.7 把变压器搬运到运行场地，装高、低压侧各套管，顺序与拆相反。

8.8 进行变压器本体真空注油工作。

8.8.1 变压器外部全面检查是否符合注油的条件。

8.8.2 将滤油机进油管连接备用变压油罐出油管，滤油机出油管连接在变压器底部阀门上。

8.8.3 变压器本体内真空度 760mmHg，开启滤油机进出阀门打开，向变压器注油经常监督检查注油的情况，一直注到高出铁芯 50 毫米为止，再关闭滤油机进出阀门，停止滤油机。

8.9 第二次真空注油，操作顺序参照第一次注油执行。

8.9.1 全面检查变压器所有附件及密封，是否符合变压器注油条件。

8.9.2 第二次注油到油枕、油位指示器+40℃为宜，因考虑到大修后的变压器油未有损耗。

8.9.3 注油过程时刻监视油标上升位置，结束后，并进行各套管排气工作，直到套管气孔排出油为止再把螺栓拧紧。

8.10 检查变压器本体各附件接口处是否渗油现象，并恢复套管高、低压侧及中性点套管各引线，现场进行清理打扫干净，所有蝶阀打开。

8.11 部门、班组三级机构进行现场检查验收，简要的汇报大修情况。

9 变压器试验项目要求

9.1 检修前试验

9.1.1 检查修试验是变压器进行检修的依据，也是修后进行对比，考核检修效果的手段，一般是根据预防性试验结果在确定变压器大修必要性的前提下，安排其试验项目。

9.1.1.1 测量绕组连套管一起的泄漏电流。

9.1.1.2 测量绕组连套管一起泄漏介损耗 tga。

9.1.1.3 油箱及套管内绝缘油试验。

9.1.1.4 测量绕组的直流电阻。

9.1.1.5 测量绕组所有分接头的变化。

9.1.2 测试绕组所有分接头的变比。

9.2 测试结果，应按部颁《电力设备预防性试验规程》中的有关标准考核合格与否，并以此为依据，核定大修项目

9.2.1 大修过程中应配合吊芯或罩检查，并进行下列试验。

- 9.2.1.1 测量变压器铁芯对夹件和穿芯螺栓的绝缘电阻。
- 9.2.1.2 测量不同分接位置的绕组直流电阻，必要时测试分接开关的接触电阻以及传动杆的绝缘电阻。
- 9.2.1.3 套管试验。
- 9.2.1.4 必要时作套管的 CT 特性试验。
- 9.3 检修后的试验
- 9.3.1 测量绕组的绝缘电阻和吸收比，与检修前试验对应符合部标规定。
- 9.3.2 测量绕组连同套管一起的泄漏电流与原始、修前对比符合部标规定。
- 9.3.3 测量绕组连同套管一起的介损 tga 与原始、修前对比符合部标规定。
- 9.3.4 测量绕组连同套管一起的交流耐压。
- 9.3.5 测量外绝缘次套管 tga，与原始修前对比符合部标规定。
- 9.3.6 油箱和套管中绝缘油试验，与原始前对比符合部标准规定。
- 9.3.7 测量绕组的直流电阻，据原始前对比符合部标准规定。
- 9.3.8 测量绕组所有分接间的变比，与原始修前对比符合部标准规定。
- 9.3.9 检查相位。
- 9.3.10 额定电压的冲击合闸试验。
- 9.3.11 额定电压的冲击合闸试验。
- 9.3.12 油中溶解气体色谱分析。
- 9.3.13 检查接缝衬垫和法兰封连情况。
- 9.3.14 测量铁芯引出线对油箱的绝缘电阻。

10 检修工程管理工作

- 10.1 检修年度计划安排，结合变压器运行中出现的问题及检查试验中发现的缺陷，确定检修项目，编制施工方案。
- 10.2 施工方案内容
- 10.2.1 工程计划内容及依据。
- 10.2.2 组织分工
- 10.2.3 检修项目，工期和质量要求。
- 10.2.4 现场安全措施。
- 10.2.5 材料供应、后勤工作安排。
- 10.3 按施工方案和定期组织施工，保证安全质量、工期，并按定额要求进行成本核算。
- 10.4 施工过程中，应对工作情况，检修中发现的缺陷及处理情况作好原始记录，并按质量保证的三级检验要求搞好中间验收。
- 10.5 经大修变压器应达到一类设备标准，唯设备在两次计划大修期间能够安全运行，重大技术改进项目达到预期的效果。
- 10.6 工程竣工验收，220KV 以上主变或大容量变压器由厂总工程师或其指定人员主持，其在变压器由厂生技部主持、检修、运行有关人员参加，试运行前对变压器进行全面检查，其验收内容如下。
- 10.6.1 变压器本体、冷却风扇电机及所有附件均无缺陷，不渗油。
- 10.6.2 表面油漆完整，各种标志正确，接地可靠。
- 10.6.3 变压器顶盖上无遗留物。
- 10.6.4 各油管开闭正确。
- 10.6.5 油枕和充油套管的油位正常。
- 10.6.6 电压切换装置的位置应符合运行要求，远方操作动作可靠，指示位置正确。
- 10.6.7 变压器的相位及绕组的接线组别应符合并列运行要求。
- 10.6.8 温度计指示正确，整定值符合要求。
- 10.6.9 冷却装置试运行正常，联动正确。
- 10.6.10 保护装置整定符合规定，操作及联动正确。
- 10.6.11 检查变压器及全部冷却装置有无焊缝和连接面不良有渗漏油现象。
- 10.6.12 变压器验收时，应移交下列资料 and 文件。
- 10.6.12.1 变压器大修总结报告。
- 10.6.12.2 电气试验报告。
- 10.6.12.3 绝级油化验报告。
- 10.6.12.4 油气分析报告。

10.6.12.5 油微水量分析报告。

10.6.12.6 调整试验记录。

11 干式变压器检修

上述检修内容为 1B 至 2B 油浸式主变压器的检修规范，本节专门阐述干式变压器的检修内容。

11.1 某水电站有下列干式变：

- 41B、42B 厂用变压器 SCB10-630/10.5
- 43B 采暖变压器：SCB10-500/10.5
- 10F1LB、10F2LB、10F3LB 励磁变：ZSCB9-500/10.5
- 1 号闸用变压器：SC10-500/10
- 2 号闸用变压器：SC10-250/10

11.2 检修周期

11.2.1 投入运行后的干式变压器必须按计划定期检修，小修周期一般不超过一年。

11.2.2 大修周期一般不超过 10 年或必要时进行。

11.3 小修项目及质量标准

11.3.1 干式变压器系户内装置，空气自冷的配电变压器，要求室内通风良好，地面应无积水、积尘，以免潮湿及灰尘沾污变压器内部。

11.3.2 清扫变压器内部、外部灰尘、污垢及水份等，必要时安装碘钨灯干燥。

11.3.3 打开变压器两边箱壁盖，仔细检查变压器的线圈铁芯及引接各部分有无损伤、局部变形、连接松动、位置串动等情况，检查后应妥善处理。有线圈压板者，压钉必须上紧，个别垫块松动者应松开压板，加入适当厚度的垫块后再行压紧。

11.3.4 检查变压器引线及套管的连接处应接触紧密，线圈分接线与接板上接线柱应牢靠。

11.3.5 检查线圈及线卷各联接处，铁轭穿心螺杆是否有发热变色现象。

11.3.6 在变压器铁芯夹件上及箱壳框架的联接地线应接触良好。

11.3.7 清扫检查两侧引线套管、母线架瓷瓶及电缆。套管应清洁无裂纹，固定安装稳牢，引线两端接触良好，母排瓷瓶无污垢、母线排应夹稳。电缆头绝缘无发热变色、断裂现象。

11.3.8 拆除两侧引接线，测量线圈绝缘电阻，阻值应在 $4M\Omega$ 以上，并通知高压组做各种试验。

11.3.9 检修完毕即恢复两侧引接线，清点工具，打扫现场。

11.4 大修前的准备工作

11.4.1 大修前应按计划准备检修工具、材料和备品备件。

11.4.2 组织参加检修人员讨论检修项目进度、措施及质量要求。

11.4.3 如果现场不能就地进行，就选好场地，装好围栏及照明。

11.5 大修的内容及其检修的质量标准

11.5.1 包括小修的全部内容。

11.5.2 更换或修理已损坏的部件：如套管、接线板、线圈、穿心螺杆、铁芯等的处理。

11.5.2.1 套管：检查发现套管裂纹或试验不合格时，都要更换新套管。新套管必须经过试验耐压合格，擦抹干净方能装上设备上用。

11.5.2.2 接线板：接线板由于联接线头发热而烧焦，严重时应换上新的合格绝缘板。如果只有发热痕迹绝缘没有受到影响，用酒精清洗即可再用。用时应将连接线头拆下，把接触面磨亮，用酒精清洗抹净，上凡士林装复扭紧。

11.5.2.3 线圈导线检查、线圈导线应无位移、变形、绝缘受破坏或过热现象，表面应清洁无污垢，线圈如有局部损伤可以局部修理，用干燥的黄蜡带将损伤部位进行局部包扎，包扎后，涂刷红绝缘漆晾干。

11.5.2.4 检查穿芯螺杆损伤或绝缘不良的处理：穿芯螺杆如绝缘不良，应拧下螺杆，螺帽取下两端垫片、绝缘垫片和绝缘套，检查端部是否绝缘不良，否则应抽出绝缘筒和螺杆，找出绝缘损伤处修复。

11.5.2.5 检查铁芯：铁芯叠片有损坏的应更换，漆膜脱落时应重新将矽钢片清扫干净，再涂刷 1161 矽钢片漆或 1251 有机矽钢片漆，干燥温度 100°C 左右。

11.5.3 变压器外壳盖板或网盖应无锈蚀，油漆脱落现象。

11.5.4 支撑盖板的支撑螺杆和螺帽应紧固良好，支撑水平不变。

11.5.5 检修完毕后，用清风吹扫铁芯、线圈等所抹不到的地方都吹扫干净。

12 检修后的试验

变压器检修后的试验项目及标准按试验规定进行，试验合格后再接线，向运行人员交待清楚，

投入运行；不合格，要分析处理好，再投入运行。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

六氟化硫组合电器检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准根据本站的实际情况及依据制造厂家有关技术文件进行制订并编写。

制订本标准的目的：更好地对本站的 GIS 室 SF6 组合电器及其附属设备进行检修，贯彻以预防为主，计划检修和诊断检修相结合的方针，做到应修必修、修必修好、讲究实效。

本标准的内容：对 GIS 室 SF6 组合电器及其附属设备的大小修周期、工艺要求、检修顺序等作了说明，其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准由吉林台维护部提出并归口。

本标准由吉林台维护部负责解释。

本标准起草单位：

本标准起草人：

本标准首次发布时间：

校 核：

审 核：

批 准：

某水电开发有限公司企业标准

六氟化硫组合电器检修规程

1 主题内容与适用范围

1.1 本标准规定了本厂六氟化硫组合电气设备(以下简称 GIS)的日常维护、检修工艺、质量标准、安全防护及 SF6 气体的管理。

1.2 本标准适用于本厂 220KV GIS 组合电器的检修维护技术。

1.3 GIS 的电气试验及 SF6 气体的检验按应国标和部标有关规定执行。

2 引用标准。

2.1 本标准依据厂家说明书及技术条件。

2.2 本标准依据机械委电器局、电力部关于 SF6 电气设备气体监督条例及检修人员安全防护暂行规定。

2.3 本标准依据上海电力公司有关检修规程。

3 GIS 简介

3.1 由于 GIS 使用了具有优良绝缘性能的 SF6 气体使设备体积大为缩小,仅为常规户外变电所占地面积的十分之一。又因 GIS 室的全部高压带电部分均密封装在 SF6 气体绝缘的金属容器内,外壳可靠接地,因而确保了运行、检修人员的安全。同时, GIS 的全封闭防止了大气对电器设备的污染腐蚀,使运行设备无火灾、无线电干扰、简化了操作和维护,提高了设备的使用寿命,延长了设备检修周期。

3.2 SF6 气体化学物理性能:

3.2.1 SF6 的特性:它是当前最为优良的绝缘、灭弧介质,在常温下是一种无色、无味、无毒、不燃烧、化学性能极为稳定的气体。在通常的室温和压力下呈气态,其比重为(在一个大气压,温度为零度时)6.45/升,比空气大五倍。它的临界温度为 45.6℃,硫多氟对称使其具有极强的电负性,电解分离复合速度极快,从而天赋于优良的绝缘性能,在同等条件下,是空气绝缘性能的 2-3 倍。因此, SF6 是得天独厚的绝缘、灭弧材料。

4 产品概述

4.1 产品型号和名称

ZF6A-252(L)/Y2000-50 型六氟化硫封闭式组合电器用断路器

4.2 主要用途

ZF6A-252(L)/Y2000-50 型六氟化硫封闭式组合电器用断路器,作为六氟化硫封闭式组合电器的主要元件,是三相交流 50HZ 高压输电设备,主要用于输电线路的控制和保护。本断路器为分相式结构,采用分相操动,配进口 ABB 的液压弹簧操动机构,其型号为: HMB-4。机构位于每相断路器本体的下方。灭弧室采用压气式结构,通过对电磁场和气流场的模拟计算,使灭弧式的结构更为紧凑,具有技术参数高、使用寿命长、结构简单、便于安装维护等优点。

4.3 使用环境条件

1. 周围空气温度: -25℃ ~ +40℃。
2. 海拔: 不超过 1000 米。
3. 风速: 不超过 34m/s(相当于圆柱表面上的 700Pa)。
4. 地震设防烈度: 9 度。

4.4 SF6 的基本参数

分子量	临界温度	临界压力	介电常数	重度(气态)
	℃	MPa	1 个大气压 20℃	1 个大气压 0℃
146	45. 6	3. 85	1. 002	6. 46

4.5 SF6 的质量标准: SF6 的纯度要求 99.8%, 质量标准如表:

空气 (N ₂ +O ₂)	≤0.05%(重量比)
四氟化碳 (CF ₄)	≤0.05%(重量比)
水份	≤150PPM(体积比)
酸度 (以 HF 计)	≤0.3 PPM(重量比)
可水解氟化物	≤1.0 PPM(重量比)
矿物油	≤10 PPM(重量比)
纯度	≥99.8%
毒性生物试验	无毒

4.6 220KV GIS 的概述及主要参数

4.6.1 本厂的 220KV 高压配电装置是系、西安高压开关厂研制 ZF6A-252(L)/Y2000-50 型六氟化硫全封闭组合电器，由变压器高压套管起至 GIS 室 220KV 进线断路器再到母线。由母线进行线路分配，其结线采用单母线分段，共有 9 个间隔：即 2 个进线间隔；4 个出线间隔；1 个母联间隔；2 个 PT 间隔。主要由断路器、隔离开关、接地开关、电流互感器、电压互感器、避雷器、母线、套管等设备组成，系户内高压成套输变电设备。

4.6.2 主要技术参数

六氟化硫断路器主要技术参数

序号	项 目 名 称			额定参数
1	额定电压 kV			252
2	额定频率 HZ			50
3	额定绝缘水平 kV	1min 工频耐受电压(有效值)	相对地，相间	460
			断口间	530
		雷电冲击耐受电压(峰值)	相对地，相间	1050
			断口间	1200
4	额定电流 A			2000
5	额定短路开断电流(有效值) kA			50
6	额定短路关合电流(峰值) kA			125
7	额定短时耐受电流(有效值) kA			50
8	额定峰值耐受电流 kA			125
9	额定短路持续时间 S			3
10	额定失步开断电流(有效值) kA			12. 5
11	近区故障开断电流(有效值) kA			37. 5
12	额定线路充电开断电流 kA			125
13	100%额定短路开断电流下不检修开断次数次			20(实际开断 28)
14	额定操作顺序			分-0. 3S-合分-180S-合分
15	机械寿命 次			5000
16	主回路电阻值(20℃)不大于 μ Ω			45
17	六氟化硫气体压力控制特性(20℃表压) MPa	额定压力		0. 6
		压力降低报警压力(降压↓)		0. 550-0. 02
		压力降低报警解除压力(升压↑)		≤0. 58
		压力降低闭锁压力(降压↓)		0. 500-0. 02

序号	项 目 名 称			额定参数
		压力降低闭锁解除压力(升压↑)		≤0.53
18	机械尺寸 mm	断路器主触头行程		205±2
		断路器主触头开距		157±1
		断路器弧触头超行程(接触行程)		41±2
		液压机构工作缸活塞行程		205±1
		压气缸分到底时的气隙		6±1
19	合闸速度m/s			4.2±0.6
20	分闸速度m/s			8.3±0.6
21	时间参数	合闸时间 不大于 ms		60±10
		分闸时间 不大于 ms		19±5
		合-分时间 不大于 ms		60
		无电流时间 不大于 ms		0.3
		极间合闸不同期性 不大于 ms		5
		极间分闸不同期性 不大于 ms		3
		贮能时间 不大于 min		2
22	储能电机	电压	交流/直流 V	220/220
		功率	交流/直流 kW	0.66
23	二次回路	分闸线圈	额定电压(DC) V	220
			线圈电阻(20℃) Ω	154
			额定电流 A	1.43
		合闸线圈	额定电压(DC) V	220
			线圈电阻(20℃) Ω	154
			额定电流 A	1.43
		加热器	额定电压(AC) V	220
			功率 W	200
24	六氟化硫气体年漏气率 不大于 %/年			1
25	六氟化硫气体水份含量 不大于 μL /L			150
26	耗油量 mm	液压弹簧操动机构储能系统静置 24h 碟簧释放量不大于		30
		断路器单分一次储能活塞杆下降 不大于		26
		断路器单合一次储能活塞杆下降 不大于		12
27	外形尺寸 mm	断路器的外形尺寸(长×宽×高)		1000×720×3800
		断路器的极间中心距离		750
28	质量 kg	断路器的质量(单极重量)		约 1500
		液压弹簧操动机构质量		350
		六氟化硫气体单极用量		34
29	单极断路器六氟化硫气体容积 m3			0.73

项目	对应的蝶簧压缩量(mm)
安全阀启动压力	84.5±0.5
额定压力(最高压力和停泵压力)	83.5±0.5
重合闸闭锁压力	77.5±0.5
重合闸闭锁报警压力	78±1.5
合闸闭锁压力	51±0.5
合闸闭锁报警压力	52±1.5
分闸闭锁压力	38±0.5
分闸闭锁报警压力	38.5±0.5

隔离开关的技术参数

名 称	参 数	
型号	ZF6-252-DS	
额定电压	252 kV	
额定电流	2000 A	
外壳设计压力	0.68MPa	
额定短时耐受电流	50 KA	
额定短路持续时间	3 S	
SF6 气体额定压力	0.5 MPa 20℃	
额定雷电冲击受电压	对地	950 kV
	断口间	950 kV

接地开关的技术参数

名 称	参 数	
型号	ZF6-252-ES	
额定电压	252 kV	
外壳设计压力	0.68MPa	
SF6 气体额定压力	0.5 MPa	
额定短路持续时间	3 S	
额定短时耐受电流	50 KA	
额定雷电冲击受电压	对地	950 kV
	断口间	950 kV

5 使用环境

5.1 使用地点：户内

5.2 环境温度：不高于+40℃，不低于-20℃。

5.3 海拔高度不超过:2000M。

- 5.4 空气湿度： $\leq 80\%$ 。
- 5.5 抗震能力：地震裂度不大于 8 度。
- 5.6 应无易燃物质、无爆炸危险化学腐蚀及强裂震动场所。

6 GIS 室的安全防护

6.1 日常维护中的安全防护。

6.1.1 SF₆ 气体本性虽是无毒、无味、无色化学性能很稳定。但在生产 SF₆ 气体时会伴随有多种有毒气体的产生，并混入产品中。同时 SF₆ 在电气设备中经电晕、火花放电及电弧的作用下会产生许多种有毒的具有腐蚀性的气体及固体分解产物。它们的存在不仅影响到电器设备的性能，更危及设备维护检修人员的人身安全，因此必须采取有效的安全防护措施，以避免工作人员中毒事故的发生。

6.1.2 不准随意进入 GIS 室，不准单人进入 GIS 室，不准在设备防爆膜和安全释放装置处及附近停留。

6.1.3 必须装有强力通风装置，风口应设在室内底部，工作人员进入室内要先通风 20 分钟，室内空气中 SF₆ 气体的含量不得超过 1000PPm。

6.1.4 在 GIS 室的低位区应安装能报警的氧量仪和 SF₆ 气体泄漏警报仪。这些仪器应定期检查试验，保证其完好。

6.2 SF₆ 气体管理。

6.2.1 SF₆ 新气应具有厂家名称、装灌日期、批号及质量检查单位。新气到货后应按有关规定进行复核、检验，合格后方准使用。在气瓶内存放半年以上的 SF₆ 气体，使用前应检验其水份和空气含量，符合标准后方准使用。

6.2.2 SF₆ 气瓶应存放在阴凉干燥 通风良好敞开的专门场所，直立保存。气瓶应远离热源和油污的地方；要防潮、防阳光曝晒；气瓶阀门上不得有水分和油污。空瓶、不合格的气瓶、合格气瓶应分别存放，不得混淆。

6.2.3 气瓶的安全帽、防震圈应齐全完整，安全帽旋紧，气瓶的标志应向外。搬运时轻装轻放，严禁抛滑。

6.2.4 从 SF₆ 钢瓶中引出气体时，必须用减压阀降压，气瓶压力降到 1 个大气压（即 0.1MPa）时，即停止引出气体，关严气瓶阀门，盖上并旋紧瓶帽。

6.2.5 回收利用的 SF₆ 气体，要进行净化处理，达到标准后方可使用。准备排放的废气，事前需作净化处理。

6.2.6 GIS 电气设备长时间停运后，在投运前，对设备内的气体要进行净化处理，达到标准后方可使用。准备排放废气，事前需作净化处理。

6.2.7 GIS 电气设备

投运前，应检验气室内的 SF₆ 气体的水份和空气含量。设备运行后每三个月检查一次 SF₆ 气体含水量，直至稳定后，方可每年检测一次含水量。当 SF₆ 气体有明显变化时，应请上级复核。

6.3 紧急事故时的安全防护。

6.3.1 当防爆膜破裂及其它原因造成大量 SF₆ 气体泄漏或压力升高超限时，需采取紧急保护措施，并即时报告上级。

6.3.2 紧急事故发生后，应立即进行强力通风，必要时停电处理。工作人员根据事故情况，佩戴防毒面具或氧气呼吸器进入现场处理。

6.3.3 GIS 设备内喷出的粉末，需用汽油或丙酮擦拭干净、工作人员工作后应洗澡。

7 GIS 的日常维护

7.1 检修人员每周至少应巡视检查 GIS 设备一次，如发现异常应增加巡视检查次数。

7.2 巡视检查应使用专用记录表格记录各部的压力、油位、湿度，特别要注意液压机构是否渗油。

7.3 巡视检查应注意配电盘、控制柜、液压机构各电气设备的接触情况及其完整性。

7.4 机构低油位时，操作低压连接器或打开放油阀放油给操动机构进行补充液压油。

7.5 应注意各气隔的气压、温度、响声、气味、颜色是否正常。

7.6 断路器操动机构的电机适于短时工作制，不允许连续操作。为了防止电机过热，操动机构每小时仅可进行 20 个合操作。

7.7 设备运行中的 SF₆ 的监督与管理。

7.7.1 GIS 电气设备大修后投运前应测其 SF₆ 中的水分，合格后才能投入运行，以后每三个月测其水分一次，运行一年后无异常，每年测其水分一次。

7.7.2 测 SF₆ 气体中的水份方法较多，本厂采用测量仪器是上海唐山仪表有限公司产的 DWS-II 微量水份测试仪。测量仪器和方法必须经过严格的实验和校正，测试人员必须经过专业培训。要按照说明书

的规定进行使用，仪器务必要保持干燥和保存在室温的环境里。

7.7.3 SF₆ 气体中水份在交接试验时和进行中的最高允许值见下表：

气室 允许值体积比	不产生电弧的气室	产生电弧的气室
交接试验值	250PPm	150 PPm
运行允许值	500 PPm	300 PPm

7.7.4 对 GIS 设备 SF₆ 气体的检漏，检漏仪器为：ZDJ-1 六氟化硫气体检漏仪。

7.7.4.1 GIS 设备的主要漏气部位有以下：

- a). 焊缝；
- b). 法兰结合面；
- c). 设备气体压力联结的汇流体；
- d). SF₆ 气体充气嘴；
- e). 阀门、密度继电器、钢管上的砂眼。

7.7.4.2 年漏气率的标准不得大于 1%，一般规定每年用检漏仪对所有漏点应进行检漏一次。检漏时应按使用说明书进行，采用包扎法时，历时 5 小时后，要求用探头测量漏气量小于 30PPm。

7.7.4.3 经常观察所有气隔的密度继电器的指示动作是否正常。

7.7.5 密切关注 GIS 设备的运行情况，发现异常，必须及时处理。

7.7.6 绝对保证 GIS 室的整齐清洁，关闭门窗，工作人员应穿专用的鞋帽和工作服，无关人员不得进入 GIS 室，GIS 室内严禁抽烟，并定期清扫设备，清扫时要用干净干燥的抹布和吸尘器，不得用水抹设备，不得用水冲洗地面。

8 断路器的检查和维护

8.1 断路器的检查标准：

序号	检查类别	操作次数	运行时间	维护与检查内容	备注
1	巡视检查			每日进行	
2	一般检查	每 500 次	每年或 3 年	利用停电	
3	详细检查	每 2000 次	每 6 年	检查	

8.2 断路器的日常巡视检查

投入运行的六氟化硫断路器，日常的巡视检查内容有：

8.2.1 GIS 室设备各间隔气室的六氟化硫气体压力有无明显变化，如果六氟化硫气体的漏气速度已危及到断路器的正常运行，则应使断路器退出运行，找出漏气点，并予以相应的处理使其恢复，确认其漏气率已符合规定后才能再次投入运行。

8.2.2 各种指示信号是否正常，损坏的应予以更换。

8.2.3 机构是否处于正常工作状态，碟形弹簧是否在压缩储能状态。

8.2.4 液压机构是否有渗漏油。

8.3 断路器的一般检查

断路器的一般检查每年或三年一次，检查一般是在不排放六氟化硫气体的情况下进行。

8.3.1 检查前应做好下列工作：

8.3.1.1 将断路器退出运行，并要求断路器两端的隔离开关断开、接地开关可靠接地。

8.3.1.2 切除操动机构的交、直流电源。

8.3.2 检查的主要内容：

8.3.2.1 检查断路器内的六氟化硫气压力是否符合规定，并应将其补充到额定压力，补充方法见前所规定。

8.3.2.2 检查操动机构动作是否正常，并进行相应处理。

8.3.2.3 校验密度继电器动作值，密度继电器经调整后达到规定值，即可认为性能良好，可继续使用；否则应予以更换。

8.4 隔离开关、接地开关的检查

8.4.1 隔离开关、接地开关的检查一般检查操作机构，对于隔离开关和接地开关的内部检查只有在解体大修时才进行检查。

8.4.2 检查隔离开关、接地开关机构的各部连接部位是否松动。有无损坏等，并及时调整和更换。

8.4.3 检查各电气控制回路、接线头等是否正确和有无松动等。检查过程中进行紧固清扫。

8.4 操动机构的检查。

操动机构无需进行保养，但必须做必要的检查确保其可靠性，下表规定了检查保养项目：

检查部位	检查时间			保养
	运行前保养	偶尔	每 5 年	断路器检修期间
油位	检查	检查	检查	检查
碳刷 *)	检查	---	检查	检查
接点	---	---	检查	检查
接线	检查	---	检查	检查
端子	---	---	检查	检查
辅助开关	---	---	检查	检查
辅助开关运动部位	---	---	检查	润滑 **)
贮能时间	---	---	检查	检查
密封性能	检查	---	检查	检查
*) 投入运行前, 检查碳刷. 若长度 $\leq 11\text{mm}$ 应进行更换。				
**) 每 5000 次操作循环后, 使用真空润滑脂重新润滑辅助开关连接条的分端点。				

8.5 试验设备状态

(1) 进线间隔或出线间隔耐压试验：

a、带电部分对地：断路器、隔离开关合闸。

b、断口间：断路器分闸、其它元件合闸、进线或出线隔离开关分闸，其它元件合闸。

(2) 母联间隔耐压试验：

a、断路器分闸、其它元件合闸

b、上母线和下母线隔离开关分闸，其它元件合闸

(3) 上 PT 间隔耐压试验：上 PT 隔离开关分闸，其它元件合闸。

(4) 下 PT 间隔耐压试验：下 PT 隔离开关分闸，其它元件合闸。

9 定期小修与检查

9.1 小修与检查周期：结合发变组小修或线路停电时间进行。

9.2 小修与检查项目及要求的。

9.2.1 检查小修间隔的各连接面、阀门、充气嘴、气管及其他部位是否存在漏气现象。

9.2.2 检查小修间隔的密度继电器指示是否正确。

9.2.3 检查各固定螺丝和连接螺丝是否松动。

9.2.4 检查断路器、隔离开关、接地开关等电气控制回路有无松动、是否正确。

9.2.5 各部表计、密度继电器、安全阀应定期检验，指示信号、动作情况是否正确。

9.2.6 在保证安全的情况下，检查接地开关、隔离开关应操作是否灵活，位置是否正确，定期对机构润滑油。

9.2.7 重点要检查断路器液压机构、隔离开关、接地开关的操作机构：

a) 断路器液压机构是否渗油，如有渗漏，必须处理，油位偏低要添加同型号的航空液压油。

b) 检查各模块螺栓有无松动。

c) 机构的电气控制回路接触是否良好。

d) 限位开关的位置应正确，接触良好，动作灵活启动次数应符合要求，如果油泵电机启动次数过多，说明机构有渗漏。并及时上报情况，通知厂家进行处理。

e) 油泵电动机要定期检查，检查碳刷的接触情况，当碳刷小于 11mm 时应更换，并要求运转灵活、性能良好。

10. GIS 设备的大修

10.1 断路器结构

10.1.1 单极断路器是将灭弧室装配在一个金属罐中。两个单相盆式绝缘子将充有 SF₆ 气体的断路器气室与其他气室隔离开。在断路器内部装有吸附剂用于吸收燃弧时产生的 SF₆ 气体的分解物和水份。同时三极断路器共用一个指针式密度继电器监视气体密度和压力。

10.1.2 断路器单极主要由：静触头、静弧触头、喷口、动弧触头、支座、绝缘拉杆、压气缸、压气活塞和液压弹簧操动构等元件组成。

10.2. GIS 设备的大修

10.2.1 大修周期：GIS 设备的大修项目主要是检修断路器，大修周期的规定是 10 年左右或开断额定容量 10-25 次。GIS 设备的其他部位未发现异常不必解体检查。断路器的液压机构采用了 ABB 公司进口设备，一般情况下不需要进行大修。

10.2.2 大修准备工作

10.2.2.1 大修前应根据设备运行情况存在的缺陷，及对 SF₆ 气体进行全面分析测定，根据有毒气体含量，制定安全防护措施(方案应包括检修设备的部位、项目、工艺要求、质量标准和安全措施)和大修方案，经总工程师审批后执行。

10.2.2.2 对现场的要求：门窗关闭，环境干燥清洁，不允许有灰尘，室内空气相对湿度不高于 75%，雨天不得作业。

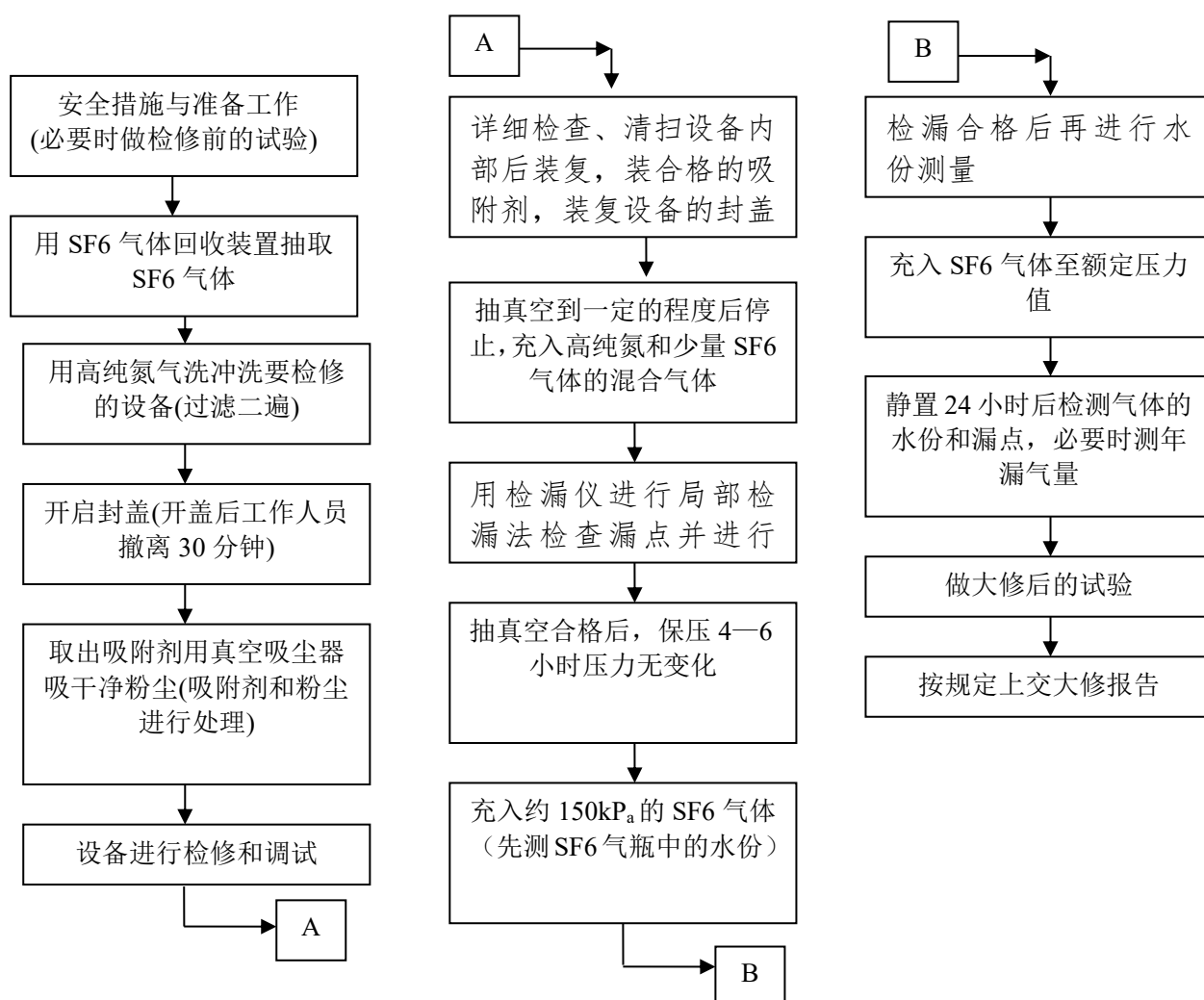
10.2.2.3 准备好工具、检修设备、材料、备品备件必须的图纸资料。检修使用的设备、仪器仪表必须经检查试验合格。

10.2.2.4 准备必要的劳保、安全防护用品。如防毒面罩、防护服、工作帽、工作鞋等。

10.2.2.5 消耗性材料有：丙酮或汽油、酒精、无毛纸、白棉布、高真空硅脂、密封胶、各种规格的砂子。

10.2.2.6 全体检修人员必须学习有关规章制度和熟悉掌握检修方案及安全生产规程的有关部分。

10.3 检修程序



10.4 检修工艺要点

10.4.1 SF₆ 气体的回收

10.4.1.1 回收气体要使用较高级的且经检查试验合格的装置。操作时要按说明书进行使用。回收装置上的吸附剂在每次回收或充气之前必须进行更换。

10.4.1.2 当需解体的气隔单元在将六氟化硫气压抽至 0.05MPa 后，接着抽真空至 4 托(4mmHg 以下)，然后充高纯氮至 0.2-0.3MPa 压力冲洗 3 次至 1-2 小时，再排出氮气体体。

10.4.2 清扫检修设备内部

10.4.2.1 检修人员需戴防护面具和防护手套将吸附剂取出，用吸尘器和毛刷清扫清除粉尘，用汽油或丙酮清洗金属和绝缘零件。

10.4.2.2 清出的吸附剂，金属粉末等放入 20%NaOH 水溶液液中浸泡 12 小时后深埋。

10.4.3 灭弧室的检修

10.4.3.1 检查灭弧室中的静主触头、静弧触头、动主触头、动主触头等有无毛刺，用什锦锉修平，并用细砂子打磨光滑，再用丙酮擦洗干净。

10.4.3.2 检查压气活塞，灭弧喷口，压气缸等是否完好。

10.4.3.3 检查弹簧的弹力是否合适，如过松必须更换。

10.4.3.4 检查所有的螺丝是否有松动，并紧固。

10.4.3.5 其余部位也必须认真进行检查，不过不同结构的灭弧室解体检查的方法没有较大的差异。

10.5 密封部位的检修

10.5.1 密封法兰平面及槽口可用丙酮或香蕉水清洗，然后用高级无毛纸反复揩擦，直到确认十分清洁无异物为止。与“O”形密封圈接触的法兰面及槽口不应有任何划伤痕迹及不平整，更不能有生锈或氧化腐蚀现象。否则就会造成漏气。在法兰密封面槽口及其外侧均匀涂密封硅脂保护。

10.5.2 解体过的密封部位，密封橡胶圈均应更换，新的密封圈要仔细检查核对规格及材料是否符合要求，必要时用放大镜仔细检查橡胶密封圈表面是否光滑平整无明显缺陷。在装配时要用无水酒精把密封圈擦洗干净，并涂 703 室温硫化硅橡胶脂粘合剂或 FL-8 聚三氟氯乙稀脂。

10.6 断路器的其它部位及隔离开关一般无需解体检修，隔离开关的检修着重在操作机构和电气接点方面。

10.6.1 在检修中要素：

10.6.2 先拆后装，拆卸前做好记号，拆下零件妥善保管，设备内部要干燥清洁不得有任何遗留物件。装复后密封良好，动作正确可靠。

10.6.3 几种脂的选择与应用

a) SF₆ 接触的部位不得使用含硅的脂，目前国内较为理想作为密封用的是上海有机化学研究所实验厂生产的 FL-8、FL-10 聚三氟氯乙稀脂。

b) 在铁质法兰静密封部位则应采用 703 室温硫化硅橡胶脂粘合，但拆卸较为困难。而对橡胶圈动密封部位，则应使用 FL-8 聚三氟氯乙稀润滑脂较为合适。

d) 防松紧固膏为了防止 SF₆ 开关内部螺纹连接处可能松动，应使用松紧固膏，目前常用的是各种牌号的厌氧膏，在规定应当使用的部位，检修装复时，不得遗漏。

10.6.4 水份的控制

我国规定检修后的 GIS 开关水份含量应为小于 150PPM(V/V)。降低与控制 SF₆ 气体的含水量是检修过程中最重要的关键工艺之一。因此应采取如下措施。

a) 严格控制新气体的含水量，在充气前一定要先测 SF₆ 钢瓶内的水份，并符合标准。

b) 充气要使用专用干燥软管，充气前要抽真空。

c) 采用液相补气法，应把钢瓶倒置，使出口处于液相部位，由于液态的六氟化硫比重远大于水，故可大减少充气开关的水分。

d) 要严格控制灭弧室解体的工作时间和空气中的湿度，如果时间超长应有保温措施。

e) 吸附剂装复前要彻底烘干，并正确掌握装入工艺：

(1) 凡 SF₆ 容器内需加装活性氧化铝或分子筛吸附剂必须经烘干后方可使用。

(2) 焙烘温度为 200-300℃，时间为四小时以上。

(3) 烘干的吸附剂要放在干燥密封容器内冷却，要用干燥的布和铅丝网包装。

(4) 烘干的吸附剂在空气中暴露的时间不得超过 2 小时，否则要重新干燥、干燥的吸附剂存放在容器中一星期以上者，应重新干燥。

(5) 吸附剂应于最后抽真空前装入 GIS 设备的容器内，如装入后超过 4-8 小时未密封，应重新更换。

10.7 抽真空工艺

10.7.1 将 GIS 需要抽真空的气隔单元和真空泵，用真空橡皮管或紫铅管联接，抽真空至 4 托(4mmHg

柱)以下维持 1 小时以上关闭充气伐门, 做好各项记录, 再维持真空度 3 小时以上。

10.7.2 在充氮或充 SF₆ 前再抽真空维持 1 小时后, 此时, 可以根据真空的变化情况来判断有无漏气情况以便及时处理。

10.7.3 漏气检测工艺

10.7.4 为了维护 SF₆ 气体的纯度, 必须严格控制 GIS 设备的年漏气率, 这除了产品本身固有的因素外, 现场检修工艺也是一个重要因素, 同时要掌握科学的检漏工艺。

10.7.5 常有的检漏方法有真空检漏, 压力表检漏、肥皂水检漏和 SF₆ 检漏仪检测。最适用最方便和最有效的还是局部检漏法即检漏仪检测, 使用方法应按使用说明书, 要求一般应小于 30PPM(V/V)才算合格。

10.7.6 氮洗工艺

10.7.6.1 当检修设备第一次抽真空后, 充入干燥的高纯氮 0.1MPa, 在气隔内维护 8 小时以上后减压至常压时再抽真空, 这样彻底除去容器内在安装时遗留的油水气等杂物。

10.7.6.2 氮洗时可按各气隔的压力充入, 再根据压力继电器压力进行调整, 以校各表压力值。

10.7.7 充 SF₆ 气体工艺: 对检修后抽完真空的设备即可进行充合格的 SF₆ 气体, 充气所使用阀门管路要用高纯氮吹干净, 并快速接好管路, 然后慢慢充气至规定气压。规定压力是指 20℃时的标准压力。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

10kV 配电装置检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准根据本站的实际情况及依据制造厂家有关技术文件进行制订并编写。

制订本标准的目的：更好地对本站的 10kV 真空开关及其附属设备进行检修，贯彻以预防为主，计划检修和诊断检修相结合的方针，做到应修必修、修必修好、讲究实效。

本标准的内容：对 10kV 真空开关及其附属设备的大小修周期、工艺要求、检修顺序等作了说明，其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准由吉林台维护部提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

10kV 配电装置检修规程

1 主题内容与适用范围

1.1 本标准规定了本厂 10kV VBG-12M 开关柜及其附属设备的检修周期及项目、检修工艺、调整与试验内容和要求。

1.2 本标准适用于本站 10kV 真空开关及其附属设备的检修维护工作。

1.3 10kV 真空开关及其附属设备的检验按应国标和部标有关规定执行。

2 10kV 开关简介

2.1 开关柜是由施耐德（陕西）宝光电气有限公司产，型号：VBG-12M，10kV 开关柜有 12 个，其中 2 个进线柜，3 个联络开关柜。7 个馈线柜。10kV 接线方式是：1#机带 I 段，2#，3#机带 II 段。III 段是由外来的施工变送电。柜内配置有 VBG-12M 真空开关、电流互感器、电压互感器、过电压保护器、DSA 线路保护测控装置、KWS-5806 型开关状态智能操控仪等。

3 技术参数

3.1 开关柜参数：

型号	VAH17-50-40-27	额定短路开断电流	50kA
额定电流	4000A	额定工频耐受电压	50kV/59kV
额定短时耐受电流	50kA	制造厂家	施耐德
额定雷击冲击耐受电压	90kV/102kV		

3.2 断路器技术参数：

型号	VBG-12P/630-25	额定电压	12kV
额定频率	50Hz	额定短路开断电流	25kA
额定电流	630A	额定短路持续时间	4s
额定短路关合电流	63kA	操作方式	0-0.3s-C0-180s-C0
额定操作电压	DC220V	制造厂家	施耐德（陕西）宝光电器有限公司
		生产日期	2011 年 11 月

4 设备检修周期及项目

4.1 大修周期

4.1.1 为了保证断路器的可靠性.新安装的断路器投入运行一年后应全面的检查一次.并进行各项试验，测试其各项参数是否合格。

4.1.2 正常运行断路器二到三年应检修一次，已按大修项目进行或临时检修的断路器的大修周期可从该次临检修日期起计算。

4.2 小修周期

4.2.1 每年至少一次，断路器大修后不超过半年者，可不进行小修。

4.2.2 开断短路电流的次数达到规定的次数时应进行临时性的检修。

4.2.3 开断正常负荷达 200 次时，应进行临时性的维护和检查.当存在缺陷影响断路器正常运行时，应进行临时性检修。

4.3 大修项目

4.3.1 真空断路器的真空度检查。

4.3.2 框架的检修、传动连杆的检修、电动操动机构的检修，及控制回路的全面检查和试验。

4.3.3 进行相关的试验和机构的调整。

4.3.4 开关触头间开距测量。

4.3.5 PT 柜避雷器试验。

- 4.3.6 测定过压保护器动作电压值。
- 4.3.7 电压互感器变比及特性测试。
- 4.3.8 开关真空泡真空度测试。
- 4.3.9 开关回路直流电阻测试。
- 4.3.10 分合闸线圈直流电阻测量。
- 4.3.11 开关断口、相间、对地耐压试验。
- 4.3.12 开关分合闸试验。
- 4.3.13 开关传动试验。

4.4 小修项目

- 4.4.1 电磁操作机构的系统检查，清扫和加润滑油。
- 4.4.2 电气控制回路检查。
- 4.4.3 绝缘子及绝缘外壳清扫、检查。根据存在的缺陷进行针对性处理和调整。
- 4.4.4 传动试验及操作试验。
- 4.4.5 最低分闸电压值的测定。

4.5 临时性的检修项目

- 4.5.1 根据开断短路电流有次数和开断正常负荷的次数，确定真空泡是否能继续使用。
- 4.5.2 根据需要确定。

5 设备的检修维护

真空开关有结构简单和耐用的特点，因此有很长的使用寿命，在整个使用期内，断路器操动机构的维护也不多，真空灭弧室也不需检修。在频繁的操作和断开短路电流时，真空开关的真空度不会有影响的。维护工作与零部件受磨损和老化情况有关，为使断路器可靠工作，所需进行的维修工作的间隔时间和检修范围将取决于工作环境的影响，操作次数，运行时间以及开断短路电流的次数等因素。

5.1 检修前的准备工作

- 5.1.1 根据运行和试验中发现的问题，明确缺陷和检修内容、重点改造项目及技术措施等。
- 5.1.2 准备检修工具，材料，备品配件等。
- 5.1.3 做好检修时的安全措施，检修用电，各种记录表格。

5.2 设备停电后的检查

- 5.2.1 根据存在的问题检修有关问题，测定必要数据。
- 5.2.2 检查断路器外观，如接线端子，绝缘杆以及框架，接地线等。
- 5.2.3 进行手动分合闸操作，检查各部件的动作是否正常。
- 5.2.4 检查真空泡是否有裂纹等，有无明显的变色。
- 5.2.5 检查操作机构有无松动，各螺丝和销钉、卡环等是否松动或变形。
- 5.2.6 检查各传动齿轮和传动带有无裂纹以及磨损是否超过允许。

5.3 开关本体维修检查

- 5.3.1 一般要求：由于真空断路器具有结构简单和耐用的特点，因此有很长的使用寿命。在整个使用期内断路器操作机构的维护工作量极少，真空灭弧室不用检修，维护工作主要是针对零部件受磨损和老化。
- 5.3.2 当真空灭弧室受到外力的作用下，使内部发生损坏情况下，要检查真空度。不合格或当真空灭弧室开断的电流达到电流总限值时，要进行更换。
- 5.3.3 在断路器运行二十年后，要进行检查断路器灭弧室的真空度。
- 5.3.4 清扫断路器导电插接头上的凡士林等润滑脂，用油精或汽油洗涤干净。
- 5.3.5 检查断路器导电插接头是否有松动，触指等是否整齐。压力是否合适。

5.4 操作机构的维修检查

- 5.4.1 新设备在运行四年时间后，对操作机构要进行检查，或断路器操作的次数超过 4000 次。
- 5.4.2 检查步骤
 - 5.4.2.1 断路器分闸后将设备与电源隔绝，然后按安全规程的要求，在工作现场做好安全措施。
 - 5.4.2.2 切断储能电动机的电源，操作断路器合分各一次致使弹簧释能。
 - 5.4.2.3 检查滚动或滑动轴承表面的润滑脂情况。
 - 5.4.2.4 在电气和机械操作时检查各元件功能的正确性。
 - 5.4.2.5 作外观的检查。
 - 5.4.2.6 在断路器运行十年后或操作超过 10000 次后对机构进行维修。
 - 5.4.2.7 对掣子、支承轴、滑动和滚动轴承表面重新涂润滑脂，润滑脂的牌号：Kluber 的 losflex Topas

NB52。

5.4.2.8 检查螺栓、拐臂、支杆等处安装的开口销状况，检查固定螺栓有无松动现象。

5.4.2.9 作为预防措施，维护时应更换在运行中受到高应力作用的部件。

5.4.2.10 当用新的零件重新装配设备时，应更换所有的弹簧垫圈，开口销和其他各种紧固件。

5.4.2.11 全面检查操作机构，进行整组性能试验。

6 真空开关的电气试验

6.1 真空开关的绝缘拉杆绝缘电阻不小于 1000 兆欧，交接或大修后不小于 500 兆欧。

6.2 相间、相对地一分钟工频耐压试验 42kV，每相断口间五分钟工频耐压试验 42kV。

6.3 每相导电回路电阻不大于 50 微欧。

6.4 断路器额定电压操作时合闸时间不大于 66ms，分闸时间不大于 45ms。

6.5 检查测量合闸、分闸线圈电阻值是否和上次的阻值相同，误差小于±2%，否则应更换。

6.6 试验断路器的最低分闸电压，在百分之六十五的额定值时应能可靠分闸。

6.7 用 1000V 兆欧表测量合分闸线圈及断路器断开时的绝缘电阻应不小于 1 兆欧。

6.8 利用远方操作装置检查断路器和机构的动作是否灵敏和可靠。

6.9 合闸三次，分闸二次，继电保护动作跳闸二次(其中带自动重合闸)。

7 检修结束工作

7.1 对开关柜和本体进行全面的清扫，检查地线。

7.2 在各种需要润滑的拐臂上滴上一些润滑油，在断路器的导电触指上擦少量的凡士林。

7.3 通知运行人员检查验收，工作负责人应向运行人员介绍如下内容：

检修调整数据记录，电气绝缘试验和特性试验结果.计划检修项目完成情况，检修中发现的问题和处理情况。

7.4 由检修人员提出检修报告并记录有关的技术档案。

7.5 运行人员进行外部的检查和操作试验。

7.6 验收结束后，清理现场，交回工作票，检修结束。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

电动机检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是在中华人民共和国电动机安装检修标准的基础上,并根据本站的实际情况进行制订的。

制订本标准的目的:更好地对电站电动机进行检修。

本标准的内容:对电动机的大小修制订规范、标准,对检修工艺、检修周期及其技术要求等作了规定。

本标准由吉林台生产管理部归口管理并负责解释。

本标准起草单位:

本标准起草人:

本标准首次发布时间:

校 核:

审 核:

批 准:

某水电开发有限公司企业标准

电动机检修技术规程

1 主题内容与适用范围

- 1.1 本标准规定了本厂电动机检修项目, 检修工艺及验收质量标准。
- 1.2 本标准适用于本厂电动机检修技术工作。

2 引用标准

3 检修周期及检修项目

3.1 检修周期

- 3.1.1 直接隶属于主发变的电动机, 或长期连续工作, 防汛主要设备的电动机每年大修一次, 半年小修一次。检修时间, 隶属于主发变的电动机随主发变检修时期安排, 防汛主要设备如门机、闸门启闭机上的电动机在汛前检修完毕。厂内桥机上电动机则在机组检修前完成。
- 3.1.2 其余设备的电动机 1-2 年大修一次, 一年小修一次。
- 3.1.3 频繁起动的电动机的交流接触器/软启动器和空气开关每月检查一次。

3.2 检修项目

3.2.1 异步电动机小修项目。

- 3.2.1.1 外观检查。
- 3.2.1.2 检查交流接触器触头及空气开关/软启动器, 电缆接头。
- 3.2.1.3 空气间隙测量。
- 3.2.1.4 检查轴承。
- 3.2.1.5 清扫、检查滑环碳刷及启动装置。
- 3.2.1.6 测定绝缘电阻。
- 3.2.1.7 试运转。

3.2.2 异步电动机大修项目。

- 3.2.2.1 大修前的准备。
- 3.2.2.2 拆开电源线。
- 3.2.2.3 电动机解体, 揭盖及抽出转子。
- 3.2.2.4 定子检查。
- 3.2.2.5 转子及滑环装置检修。
- 3.2.2.6 轴承的检修具备装配。
- 3.2.2.7 大修后试验。

4 检修工艺

4.1 异步电机的小修。

- 4.1.1 察看电动机及其启动装置, 清洁无异常。
- 4.1.2 检查交流接触器、空气开关及其触头无毛刺, 三相触头同步, 软启动器、电缆接头应接触牢固, 无氧化过热现象。
- 4.1.3 用手转动转子是否灵活察空气间隙, 无碰及风罩及扫膛现象。
- 4.1.4 检查轴承是否灵活, 打开封油盖, 检查油质是否良好。
- 4.1.5 清扫、检查滑环碳刷及启动装置, 使其清洁接触良好。
- 4.1.6 用 500 伏摇表测绝缘电阻不小于 $0.5M\Omega$ 。
- 4.1.7 启动电机试运转无火花, 无过热现象、无异音、无异常振动, 测量三相电流。

4.2 异步电动机大修。

4.2.1 大修前的准备。

- 4.2.1.1 制定大修项目单、填写大修卡。
- 4.2.1.2 准备必需的工具材料:
 - a. 兆欧表、单(双臂)臂电桥、万用表等。

- b. 常用工具(包括专用工具)、铁锤、铜锤、木锤、橡皮锤、划线板、方枕木、扳手、剪子、塑料布、电烙铁、绕线工具及烘箱等。
- c. 电缆纸、玻璃丝带、聚酯薄膜青壳纸、绝缘漆、汽油、甲苯、酒精、钙钠基高温润滑脂或二硫化钼锂基脂等。
- 4.2.2 拆开电源线。
 - 4.2.2.1 拆线前应检查电动机的电源开关及交流接触器在断开状态,操作电源断开,并挂“禁止合闸,有人工作”标示牌。
 - 4.2.2.2 核对端子标号是否齐全,正确。
 - 4.2.2.3 拆开电动机外壳接地线。
- 4.2.3 电动机的解体,揭盖及抽出转子:
 - 4.2.3.1 拆卸联接件
 - a. 先将联接件上的固定螺丝松开,然后用拉马把联接件拉出。
 - b. 对配合面生锈的联接件难以拆卸时,禁止用大锤猛力敲打,应采用加热法拆卸。
 - 4.2.3.2 拆风罩和风扇,如风扇固定很紧,不得硬撬,可以用压板顶出风扇。
 - 4.2.3.3 拆卸端盖
 - a. 拆卸端盖时应先拆除滚动轴承外盖,再拆端盖。绕线型异步电机应抬起电刷并将它包好,再拆除电动机与端盖间的电线。
 - b. 拆卸前,应在机壳和端盖接缝处做好标记,以免装配时搞错。
 - 4.2.3.4 抽转子
 - 4.2.3.4.1 小型电动机的转子可用手取出。
 - 4.2.3.4.2 中大型电动机的转子可根据当时检修地场地起重设备的情况,用可靠的方法抽出转子:
 - a) 如在抽出或放入时使用钢绳,则钢绳不得碰到转子上的滑动面、风扇、滑环、线圈及引线。
 - b) 转子最好放在木制衬垫放在轴颈或转子铁芯下。
 - c) 转子不得碰到定子线圈。
 - d) 钢绳栓缚转子的地点必须衬以木垫以防转子损坏及钢绳在转子上滑动。需要把钢绳栓在另一处时,不得将转子放下摆在定子铁芯上,而必须在轴颈下垫以丝绳衬垫。
- 4.2.4 定子的检修。
 - 4.2.4.1 察看定子前,须用1~3个大气压的压缩空气把通风沟及线圈的端部吹净。为了避免坏绝缘,不得使用金属物品来清除线圈上的污垢,清除时须用木制或绝缘板制的小片,清洁时应使用干净擦净,清除油垢可使用浸有汽油并拧干的洁净抹布擦净。用汽油擦试时,必须注意防火。
 - 4.2.4.2 检查定子铁芯时,应注意定子内膛的表面上是否有铁锈。若有必须用金属刷子将锈刷去,再用压缩空气吹净,刷以硅钢片漆铁芯若有松动,应往松动处打入黄铅或绝缘板的楔子,使铁芯紧密。再检查铁芯内是否有局部发热而呈兰色的地方,如有须进行铁损实验,检查定子槽楔注意是否松动、脆化。特别是槽口是否有磨卡。
- 4.2.5 转子、滑环装置检修。
 - 4.2.5.1 鼠笼型转子的检修。
 - a) 用三个大气压压缩空气吹扫转子各部,油垢用汽油擦试。
 - b) 检查转子导条有无断裂,松动现象。
 - c) 检查风扇有无断裂,松动现象。
 - 4.2.5.2 绕线式转子及滑环检修。
 - a) 用三个大气压压缩空气吹扫转子各部,油垢用汽油擦试。
 - b) 检查转子绑线有无断裂、松脱。
 - c) 检查滑环表面有无麻凹沟,严重麻点或凹沟应砂光或磨平。
 - d) 滑环电刷长度太短时应予更换。弹簧压力应适当。
 - e) 用1000伏摇表测量刷架绝缘电阻不低于100M Ω 。
- 4.2.6 滚动轴承的检修。
 - 4.2.6.1 在检查轴无故障前,先要把轴承用汽油洗净,滚动轴承应使用钙钠基高温润滑脂或二硫化钼锂基脂,注意不超过空腔的2/3。若轴承要拆卸,可用下列方法:
 - a) 利用拉马拆卸。
 - b) 用铜棒和锤拆时须注意不得敲打轴承的外圈,同时注意使轴承均匀受力。
 - c) 用加热法拆卸,将机油加热至100℃左右,用油壶浇淋在轴承内圈上。浇油前要用湿布包扎转轴,以免热量传递开去。

4.2.6.2 滚动轴承的安装。

装配时，先将内轴承盖涂上少量的润滑脂套入轴内，并在轴颈上涂上少量的润滑脂，便可着手装配轴承，方法如下：

- a) 利用套管安装，套管一般用水管制作，其内经比轴颈大 2~3mm，厚度应小于轴承内圈的厚度，并干净无毛刺。
- b) 利用铜棒和锤安装。
- c) 将轴承放在油盒中，用机油加热至 110℃ 约 5~8min 后，用铁钩钩出，敏捷地往轴上套。
- d) 轴承带型号的一面应朝外。

4.2.7 电动机配线及起动调整装置的检修。

4.2.7.1 检查电缆有否过热，绝缘不良及其他机械损伤情况。

4.2.7.2 检查隔离刀闸开关。

- a) 灭弧装置清洁完整，牢固可靠，有损坏裂纹的不能使用。动触头分合电路时不得碰擦灭弧栅片。
- b) 开关主接头接触表面应平整，无烧伤及毛刺，三相接触同步紧密。
- c) 触头压力应适当。
- d) 触头断开后，应有足够的断开距离。
- e) 各转动轴及磨擦部分应定期地涂加润滑油。

4.2.8 电动机的装配。

- a) 电动机装配按分解时相反程序进行。
- b) 应注意转子插入方向和端盖安装方位正确。
- c) 安装时不应触伤铁芯、线圈、滑环及轴承等。
- d) 装上端盖未紧螺丝以前，检查转定子的空气间隙，上下左右四点的间隙与平均间隙之差不超过平均值的 $\pm 5\%$ 。
- e) 端盖应装正，不得偏斜、缝口应平密，各处螺丝应拧紧。

4.2.9 电动机检修后的检验与试运转。

4.2.9.1 检验

- a) 检查电动机辅助设备装配的一般情况，检查装配得是否正确紧固。
- b) 再一次测量绕组对机壳以及各相间线圈的绝缘电阻。
- c) 检查引出线的联结是否正确。
- d) 检查电机外壳和辅助设备的接地装置情况。

4.2.9.2 试运转

- a) 应进行不少于一小时的空转试验，观察其转向是否正确。如果转向不对，可将三相引出线的行间两相对调一下。
- b) 电动机在空转时检查定子电流是否在 30% 的额定电流值左右，三相电流是否平衡。
- c) 检查轴承的温度是否过高，电动机轴承是否有异常声音等。
- d) 滑环式异步电动机空转时，除注意以上各项外，还应检查电刷有无冒火花，过热现象等。
- e) 电动机空转正常后，就可以带负荷运转，除注意空转时几项外，还应注意电动机的振动是否过大及各部温升是否在规定范围内。

5 电动机绕组的更换

5.1. 绕组绝缘结构

5.1.1 槽绝缘。

5.1.1.1 一般采用聚脂薄膜青壳纸。

5.1.1.2 为了增加槽绝缘出口处强度，应将槽绝缘在槽口部折成翻口，其长度不少于 6~15mm。

5.1.1.3 槽绝缘宽度，要求外层紧贴槽壁，上面要高出槽口约 5~10mm，以便嵌线，嵌线完后，剪去多余部分，使外层绝缘纸包住导线。

5.1.2 端部相间绝缘。

5.1.2.1 采用材料与槽绝缘相同，一般将青壳纸剪成半园形。

5.1.3 双层绕组的层间绝缘与槽绝缘材料相同，用单层，其长度每边伸出槽口 20~30mm，宽度比槽宽大 5~10mm。

5.1.4 引出线绝缘用 0.15×15mm 醇酸玻璃漆布半叠包层，外面再套以玻璃丝布管。

5.1.5 槽楔应用经过干燥的硬胶木或竹片制成，其长度一般比槽绝缘短 2~3mm。应削去槽楔两端棱角，同槽绝缘相接触部分应保持光滑。竹楔加工后，应放 130~150℃ 的变压器油中泡煮半小时，以增加防

潮性能。

5.2 旧绕组拆除及新绕组绕制。

5.2.1 旧绕组的拆除。

5.2.1.1 拆除旧绕组前，应详细记录电机各牌数据，绕组数据，铁芯数据等。

5.2.1.2 拆除绕组时，不得用明火直接烧绕组，以免损伤硅钢片。

5.2.1.3 拆除旧绕组有冷拆法。通电加热法和溶剂法。

a) 冷拆法是剪断绕组端部，打出槽楔，用力拉出导线，冷拆法能保证定子铁芯硅钢片的性能不变。

b) 通电加热用 3-10KVA/12-16V 的变压器，或用直流电焊机，对一组或一个线圈进行加热，边加热边拆除，电流的大小掌握在线圈额定电流的 300%左右。热拆虽然较易，但铁芯受热后性能容易改变，通电加热时要防止人身触电，防止火灾。

c) 溶剂法先将 5%的石蜡加热，移去电源后，加入 50%的丙酮，45%的甲苯搅拌均匀。然后把定子放在铁盘中，将溶剂用毛刷刷在绕组的端部的槽口，然后盖好，2 小时后，即可开始拆线，使用是应注意防火及防甲苯丙酮中毒。

5.2.1.5 旧绕拆除组时，可以保留一个较完整的绕组，以备重绕时作样品。

5.2.1.5 旧绕组拆除后，将铁芯线槽清扫干净并检查铁芯是否良好，否则应进行修理。

5.2.2 绕组绕制工艺。

5.2.2.1 按照有关手册提供的线模数据，制作绕线模。

5.2.2.2 绕线时，线模的旋转方向要始终朝着一个方向。

5.2.2.3 绕制时应尽量保持导线排列整齐，避免交叉混乱。

5.2.2.4 绕制时要保证匝数准确，首尾端要留出适当的裕量。

5.2.2.5 绕线时防止损坏漆包线。若有损坏，应进行绝缘修补。

5.2.2.6 拆除的旧绕组如为铝线，则按同型号铝线电机线径尺寸和绕线模；采用铜线重绕。并应对铁芯内径及长度尺寸标准值作比较，以便绕线模时作适当的修正。

5.2.2.7 导线直径必须符合要求，尽量采用和原来导线相同的线径。

5.3 嵌线工艺

5.3.1 为了防止嵌线时线圈发生错乱，嵌线时位置作下列习惯规定：电动机空壳定子放置的位置，要将有出线孔的一侧放在相对于靠身的右侧，待嵌线绕组平放在定子腔的右面。嵌线时，线圈逐一向左翻身下入槽中，绕组的引出端背向定子腔。

5.3.2 下线时，应依次将线匝平直放入槽内，不可相互交叉。应注意绕组的线头方向。

5.3.3 槽楔不能高出铁芯内圆表，槽楔应保持一定的牢固度，如果太松，可在槽楔底部垫入薄绝缘板或厚的绝缘纸。

5.3.4 绕组嵌完后，应进行整形，端部一般成喇叭口，检查绕组各部绝缘，如有不合要求或损坏之处，应进行修正。

5.3.5 绕组嵌完后，进行端部连接、绑扎。

5.3.5.1 弄清并联路数，确定出线位置。

5.3.5.2 配制线线套管。

5.3.5.3 按正确的接线图连接各极相组，并复查无误。

5.3.5.4 绕组引线应采用多铜线，其截面为绕组的 2-3 倍。

5.3.5.5 焊线间时，先将线间上的绝缘层清除必要时搪以松香焊锡。再把要焊接的线间绞接起来，用锡焊焊好。

5.3.5.6 焊接后，线头套上套管，端部线用腊线牢固地绑扎在绕组的顶部或外侧面。

5.4 检查校验。

5.4.1 外表质量检查。

5.4.1.1 嵌入的绕组，直线部分应平直整齐，端部应无严重交叉现象。

5.4.1.2 相间绝缘应垫好，端部绑扎牢固。

5.4.1.3 槽楔不能高于铁芯内圆。

5.4.1.4 槽绝缘两端破裂的修复处应当可靠对于少于 36 槽的电机，不能超过三处。对于超过 36 槽的电机。不能超过四处。

5.4.2 测量各相绕组的对地绝缘和各相绕组间的绝缘电阻均应在 100MΩ 以上。

5.4.3 测量绕组直流电阻，检查是否平衡。

5.4.4 通入三相低压交流电，在铁芯内圆上放一小钢珠，观察钢珠是否沿铁芯滚动。

5.5. 浸漆处理的目的。

- 5.5.1.1 提高电机绝缘耐热性能和绕组机械强度。
- 5.5.1.2 改善电机的绝缘电气性能和导热性。
- 5.5.2 预烘
 - 5.5.2.1 驱除绕组潮汽预烘升温速度不大于 20-30℃/小时。
 - 5.5.2.2 预烘温度一般应控制在 100-110℃。
 - 5.5.2.3 每预烘半小时测量一次绝缘电阻，同时记下当时温度，直到连续三次绝缘电阻不再变化，说明绝缘电阻已稳定，绕组内部已干燥这段时间再加上 10-20%即为预烘时间，一般电动机的预烘需 4-8 小时。
- 5.5.3 浸漆
 - 5.5.3.1 电机预烘后，当温度降至 60-80℃时即可开始浸漆。
 - 5.5.3.2 将电机垂直立于铁盘中，向绕组上浇漆，约 20-30 分钟滴漆之后，再倒转电机浇另一端绕组，直到浇透。滴净后，可用白布用汽油或梓油将绕组以外的余漆抹干净。
- 5.5.4 干燥。
 - 5.5.4.1 低温控制在 70-80℃，约 2-4 小时，然后进入高温阶段。
 - 5.5.4.2 温度控制在 110-130℃，时间约 8-16 小时，烘干过程中，每隔一小时测量绕组对地绝缘电阻一次，并记下温度，最后绝缘电阻趋于稳定，漆膜已经形成，烘干过程即告结束。
- 6 大修试验及质量标准。
 - 6.1 异步电机的试验及质量标准。
 - 6.1.1 测量绝缘电阻及吸收比。
 - 6.1.1.1 根据异步电机的额定电压，选用适当的兆欧表。
 - 6.1.1.2 测量时以接近兆欧表规定的速度 120 转/分均匀摇转，待指针稳定后，读取数据。
 - 6.1.1.3 额定电压 100 伏以下者，常温下绝缘电阻不应低于 0.5MΩ，额定电压在 1000 伏以上者，在接近运行温度时的绝缘电阻值，定子绕组不低于每千伏 1MΩ，转子绕组不低于每千伏 0.5MΩ。
 - 6.1.2 测量直流电阻。
 - 6.1.2.1 一般采用单臂、双臂电桥测量。
 - 6.1.2.2 所测量的直流电阻各相间及与最初测得值在相同的温度下进行比较，其误差不超过 2%。
 - 6.1.2.3 所测量的变阻器式起动电阻器的电阻与制造厂或最初测量值相比较不得超过 2%。
 - 6.1.2.4 直流电阻不平衡率不大于 2%。
 - 6.1.3 绕组交流耐压试验。
 - 6.1.3.1 电动机更换绕组后，须进行耐压试验，这项试验应在绝缘电阻及吸收比全部合格的情况下进行，绕组对机壳的交流耐压时间为 1 分钟。
 - 6.1.3.2 40KW 以下不重要的电动机交流耐压试验应用 2500 伏兆欧表代替。
 - 6.1.3.3 电动机全部更换定子绕组后试验电压为 $2U_e+1000$ 伏，不低于 1500 伏。
 - 6.1.3.4 大修中不更换或局部更换定子绕组后，1.5 倍额定电压，但不低于 1000 伏。
 - 6.1.4 空载试运行。
 - 6.1.4.1 试验前应检查电机均属正常。试验前应运转半小时至 1 小时。在整个试验过程中，如异常现象，应立即停机检查。
 - 6.1.4.2 绕线型转子电动机在空载试验时，应将起动电阻器全部短路，并将转子绕组短路集电环上。
 - 6.1.4.3 试验时所测三相线电压和三相线电流与以前的数值相比较，相差不应超额±5%，同时应测量转速。
 - 6.1.5.1 各点气隙平均值之差不应大于平均值的±5%。
 - 6.2 直流电动机的试验及质量标准。
 - 6.2.1 测量绕组绝缘电阻一般不低于 0.5MΩ。
 - 6.2.2 测量绕组的直流电阻各相同原始值比较，其误差不大于 2%。
 - 6.2.3 测量电枢整流片间直流电阻值相互间的差值不应超过最小值的 10%。
 - 6.2.4 绕组的耐压试验。
 - 6.2.4.1 励磁绕组对外壳和电枢绕组对轴的试验电压交接时为 $0.75 \times (2U_e+1000)$ 伏，但不小于 1200 伏，大修时为 1000 伏。
 - 6.2.4.2 40kw 以上不重要的直流电机枢绕组对轴的交流耐压，可用 2500 伏兆欧表代替。
 - 6.2.4.3 磁场可变电阻器的试验电压为 1000 伏。
 - 6.2.5 调整炭刷中心位置，满足良好换向要求。
 - 6.2.6 检查绕组的极性和连接均应正确无误。

- 6.2.7 测量电枢与磁极的气隙。
- 6.2.7.1 3mm 以下的间隙为平均值的 $\pm 10\%$ 。
- 6.2.7.2 3mm 以上的间隙为平均值的 $\pm 5\%$ 。
- 6.2.8 直流电动机空转检查。
- 6.2.8.1 空载运转时间不少于半小时，要求转动正常。
- 6.2.8.2 调整范围合乎要求。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

通风装置检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是在中华人民共和国通风装置安装检修标准的基础上,并根据本站的实际情况进行制订的。

制订本标准的目的:更好地对通风装置进行检修。

本标准的内容:对通风装置的大小修制订规范、标准,对检修工艺、检修周期及其技术要求等作了规定。

本标准由某水电站生产管理部归口管理并负责解释。

本标准起草单位:

本标准起草人:

本标准首次发布时间:

校 核:

审 核:

批 准:

某水电开发有限公司企业标准

通风装置电气检修技术规程

1 主题内容与适用范围

1.1 本标准规定了本站通风装置检修项目，检修工艺及验收质量标准。

1.2 本标准适用于本站通风装置检修技术工作。

2 引用标准:电动机检修标准

3 检修周期及检修项目

3.1 检修周期与工期:通风装置检修必须定期检修,每月至少一次,有异常情况必须随时修复,巡回检查与大修按下表:

类别 \ 周期与工期	周期	工期	备注
巡回检查	7 天	1 天	零星缺陷处理
大修	1 年	5 天	

3.1.1 直接附属属于通风装置电气部分的电动机,或长期连续工作的轴流风机电动机,每年大修一次,半年小修一次。

3.1.2 频繁起动的电动机的交流接触器/软启动器和空气开关每月检查一次。

3.2 风机小修项目。

3.2.1 外观检查:

①吸、排风罩及管道是否有磨损、腐蚀变形等及其程度。

②管道和风机内是否有灰尘堆积。

③管道连接处是否漏风,管道支撑是否松动。

④减速箱油标油位是否在规定刻度内,密封盖有否渗漏油。

⑤电机与风机间的传送带的松紧情况。

⑥吸风与排风的性能。

⑦电机外壳运行时有否发烫,声音是否正常。

3.2.2 检查交流接触器/软启动器触头及空气开关,电缆接头。

3.2.3 空气间隙测量。

3.2.4 检查轴承。

3.2.5 清扫、检查滑环碳刷及启动装置。

3.2.6 测定绝缘电阻。

3.2.7 试运转。

3.3 风机异步电动机大修项目。

3.3.1 大修前的准备。

3.3.2 拆开电源线。

3.3.3 电动机解体,揭盖及抽出转子。

3.3.4 定子检查。

3.3.5 转子及滑环装置检修。

3.3.6 轴承的检修具备装配条件。

3.3.7 大修后试验。

4 检修工艺

4.1 风机异步电机的小修。

4.1.1 察看电动机及其启动装置,清洁无异常。

4.1.2 检查交流接触器/软启动器、空气开关及其触头无毛刺,三相触头同步,电缆接头应接触牢固,无氧化过热现象。

- 4.1.3 用手转动转子是否灵活察看空气间隙，无碰及风罩及扫膛现象。
- 4.1.4 检查轴承是否灵活，打开封油盖，检查油质是否良好。
- 4.1.5 清扫、检查滑环碳刷及启动装置，使其清洁接触良好。
- 4.1.6 用 500 伏摇表测绝缘电阻不小于 $0.5M\Omega$ 。
- 4.1.7 启动电机试运转无火花，无过热现象、无异音、无异常振动，测量三相电流。
- 4.2 风机异步电动机大修。
 - 4.2.1 大修前的准备。
 - 4.2.1.1 制定大修项目单、填写大修卡。
 - 4.2.1.2 准备必需的工具材料：
 - a. 兆欧表、单(双臂)臂电桥、万用表等。
 - b. 常用工具(包括专用工具)、铁锤、铜锤、木锤、橡皮锤、划线板、方枕木、扳手、剪子、塑料布、电烙铁、绕线工具及烘箱等。
 - c. 电缆纸、玻璃丝带、聚酯薄膜青壳纸、绝缘漆、汽油、甲苯、酒精、钙钠基高温润滑脂或二硫化钼锂基脂等。
 - 4.2.2 拆开电源线。
 - 4.2.2.1 拆线前应检查电动机的电源开关及交流接触器在断开状态，操作电源断开，并挂“禁止合闸，有人工作”标示牌。
 - 4.2.2.2 核对端子标号是否齐全，正确。
 - 4.2.2.3 拆开电动机外壳接地线。
 - 4.2.3 电动机的解体，揭盖及抽出转子：
 - 4.2.3.1 拆卸联接件
 - a. 先将联接件上的固定螺丝松开，然后用拉马把联接件拉出。
 - b. 对配合面生锈的联接件难以拆卸时，禁止用大锤猛力敲打，应采用加热法拆卸。
 - 4.2.3.2 拆风罩和风扇，如风扇固定很紧，不得硬撬，可以用压板顶出风扇。
 - 4.2.3.3 拆卸端盖
 - a 拆卸端盖时应先拆除滚动轴承外盖，再拆端盖。绕线型异步电机应抬起电刷并将它包好，再拆除电动机与端盖间的电线。
 - b 拆卸前，应在机壳和端盖接缝处做好标记，以免装配时搞错。
 - 4.2.3.4 抽转子
 - 4.2.3.4.1 小型电动机的转子可用手取出。
 - 4.2.3.4.2 中大型电动机的转子可根据当时检修场地起重设备的情况，用可靠的方法抽出转子：
 - a) 如在抽出或放入时使用钢绳，则钢绳不得碰到转子上的滑动面、风扇、滑环、线圈及引线。
 - b) 转子最好放在木制衬垫放在轴颈或转子铁芯下。
 - c) 转子不得碰到定子线圈。
 - d) 钢绳栓缚转子的地点必须衬以木垫以防转子损坏及钢绳在转子上滑动。需要把钢绳栓在另一处时，不得将转子放下摆在定子铁芯上，而必须在轴颈下垫以丝绳衬垫。
 - 4.2.4 定子的检修。
 - 4.2.4.1 察看定子前，须用 1~3 个大气压的压缩空气把通风沟及线圈的端部吹净。为了避免坏绝缘，不得使用金属物品来清除线圈上的污垢，清除时须用木制或绝缘板制的小片，清洁时应使用干净擦净，清除油垢可使用浸有汽油并拧干的洁净抹布擦净。用汽油擦试时，必须注意防火。
 - 4.2.4.2 检查定子铁芯时，应注意定子内膛的表面上是否有铁锈。若有必须用金属刷子将锈刷去，再用压缩空气吹净，刷以硅钢片漆，铁芯若有松动，应往松动处打入黄铅或绝缘板的楔子，使铁芯紧密。再检查铁芯内是否有局部发热而呈兰色的地方，如有须进行铁损实验，检查定子槽楔注意是否松动、脆化。特别是槽口是否有磨卡。
 - 4.2.5 转子检修。
 - 4.2.5.1 鼠笼型转子的检修。
 - a) 用三个大气压压缩空气吹扫转子各部，油垢用汽油擦试。
 - b) 检查转子导条有无断裂，松动现象。
 - c) 检查风扇有无断裂，松动现象。
 - 4.2.6 滚动轴承的检修。
 - 4.2.6.1 在检查轴无故障前，先要把轴承用汽油洗净，滚动轴承应使用钙钠基高温润滑脂或二硫化钼锂基脂，注意不超过空腔的 2/3。若轴承要拆卸，可用下列方法：

- a) 利用拉马拆卸。
- b) 用铜棒和锤拆时须注意不得敲打轴承的外圈，同时注意使轴承均匀受力。
- c) 用加热法拆卸，将机油加热至 100℃ 左右，用油壶浇淋在轴承内圈上。浇油前要用湿布包扎转轴，以免热量传递开去。

4.2.6.2 滚动轴承的安装。

装配时，先将内轴承盖涂上少量的润滑脂套入轴内，并在轴颈上涂上少量的润滑脂，便可着手装配轴承，方法如下：

- a) 利用套管安装，套管一般用水管制作，其内经比轴颈大 2-3mm，厚度应小于轴承内圈的厚度，并干净无毛刺。
- b) 利用铜棒和锤安装。
- c) 将轴承放在油盒中，用机油加热至 110℃ 约 5-8min 后，用铁钩钩出，敏捷地往轴上套。
- d) 轴承带型号的一面应朝外。

4.2.7 通风装置电动机配线及起动调整装置的检修。

4.2.7.1 检查电缆有否过热，绝缘不良及其他机械损伤情况。

4.2.7.2 检查隔离刀闸开关。

- a) 灭弧装置清洁完整，牢固可靠，有损坏裂纹的不能使用。动触头分合电路时不得碰擦灭弧栅片。
- b) 开关主接头接触表面应平整，无烧伤及毛刺，三相接触同步紧密。
- c) 触头压力应适当。
- d) 触头断开后，应有足够的断开距离。
- e) 各转动轴及磨擦部分应定期地涂加润滑油。

4.2.8 风机电动机的装配。

- a) 电动机装配按分解时相反程序进行。
- b) 应注意转子插入方向和端盖安装方位正确。
- c) 安装时不应触伤铁芯、线圈、滑环及轴承等。
- d) 装上端盖未紧螺丝以前，检查转定子的空气间隙，上下左右四点的间隙与平均间隙之差不超过平均值的 $\pm 5\%$ 。
- e) 端盖应装正，不得偏斜、缝口应平密，各处螺丝应拧紧。

4.2.9 电动机检修后的检验与试运转。

4.2.9.1 检验

- a) 检查电动机辅助设备装配的一般情况，检查装配得是否正确紧固。
- b) 再一次测量绕组对机壳以及各相间线圈的绝缘电阻。
- c) 检查引出线的联结是否正确。
- d) 检查电机外壳和辅助设备的接地装置情况。

4.2.9.2 试运转

- a) 应进行不少于一小时的空转试验，观察其转向是否正确。如果转向不对，可将三相引出线的行间两相对调一下，对轴流风机应特别注意是吸风还是排风。
- b) 电动机在空转时检查定子电流是否在 30% 的额定电流值左右，三相电流是否平衡。
- c) 检查轴承的温度是否过高，电动机轴承是否有异常声音等。
- d) 滑环式异步电动机空转时，除注意以上各项外，还应检查电刷有无冒火花，过热现象等。
- e) 电动机空转正常后，就可以带负荷运转，除注意空转时几项外，还应注意电动机的振动是否过大及各部温升是否在规定范围内。

5 大修试验及质量标准。

5.1 风机异步电机的试验及质量标准。

5.1.1 测量绝缘电阻及吸收比。

5.1.1.1 根据异步电机的额定电压，选用适当的兆欧表。

5.1.1.2 测量时以接近兆欧表规定的速度 120 转/分均匀摇转，待指针稳定后，读取数据。

5.1.1.3 额定电压 100 伏以下者，常温下绝缘电阻不应低于 $0.5M\Omega$ ，额定电压在 1000 伏以上者，在接近运行温度时的绝缘电阻值，定子绕组不低于每千伏 $1M\Omega$ ，转子绕组不低于每千伏 $0.5M\Omega$ 。

5.1.2 测量直流电阻。

5.1.2.1 一般采用单臂、双臂电桥测量。

5.1.2.2 所测量的直流电阻各相间及与最初测得值在相同的温度下进行比较，其误差不超过 2%。

- 5.1.2.3 所测量的变阻器式起动电阻器的电阻与制造厂或最初测量值相比较不得超过 2%。
- 5.1.2.4 直流电阻不平衡率不大于 2%。
- 5.1.3 空载试运行。
 - 5.1.3.1 试验前应检查电机均属正常，试验前应运转半小时至 1 小时，在整个试验过程中，如异常现象，应立即停机检查。
 - 5.1.3.2 试验时所测三相线电压和三相线电流与以前的数值相比较，相差不应超额 $\pm 5\%$ ，同时应测量转速。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

采暖设备检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是在中华人民共和国采暖设备安装检修标准的基础上，并根据本站的实际情况进行制订的。

制订本标准的目的：更好地对采暖设备进行检修。

本标准的内容：对采暖设备的安装方法及操作方法等作了规定。

本标准起草单位：

本标准起草人：

本标准首次发布时间：

本标准由吉林台公司生产技术理部归口管理并负责解释。

校 核：

审 核：

批 准：

某水电开发有限公司企业标准

采暖检修规程

1. 主题内容与适用范围

- 1.1 本标准规定了本站采暖设备的安装方法、操作方法。
- 1.2 本标准适用于本站采暖设备的保养与维护工作。
- 1.3 采暖设备的检验应按国标和部标有关规定执行。

2. 采暖简介

- 2.1 电采暖是由德国奥斯博有限公司生产，型号：BPN8-B2，功率 2000W。
- 2.2 采暖条件：由一台采暖厂低变 43B、10KV 开关 1013 供电，变压器型号：SC10-630/10.5，电采暖主要供冬季采暖。
- 2.3：电采暖技术参数：温度调节范围约 5℃—35℃，电压：220V，保护等级 II：绝缘保护，保护方式：防止喷溅水。

3 设备安装方法

3.1 安装位置

- a、散热器应根据现场情况装在一个水平位置且固定墙上，并遵守国家的相关安装标准。
- b、此产品禁止在浴室的 I 类区域使用，必须安装在其开关和其他控制装置不能被淋浴者接触到的位置。
- c、注意：该电暖器不允许直接安装在墙上插座的下方。

3.2 设备的固定

- a、安装时，可先将安装托架按照要求固定在墙上，然后将电暖器水平地挂在托架上。固定托架时，可以使用随机提供的 4.5×4.0mm 螺钉和 $\Phi 6$ mm 销钉。
- b、为了防止托架松动，随机一起提供 2 个螺钉。可将它拧入托架上方有弹簧卡脚的“Z”孔内。
- c、如果电暖器的电源线受损，要用特制的导线代用，该导线可从生产厂或用户服务处得到。
- c、通过连接板将设备向下挂在墙的托架上，从上面与侧面看，连接板应卡在背面的槽里。
- d、若想松开卡入件，可用螺丝刀向上压连接件。

4 操作方法

4.1 开/关按钮

- 4.2 电暖器采用电子式温度调节器，温控器在上方右侧面为旋钮式，顺时针 1-12 依次增加功率
- 4.3 I 按钮为电源开，0 按钮为电源关。
- 4.4 加热器为自动运行，在设定好温度后，加热器感应周围温度已经达到设定温度后将自动停止工作，感应到周围温度低于设定温度时将自动开启工作。
- 4.5 电子式温度调节器带有温度记忆功能，在断电后能自动恢复。

5 保养与维护

- 5.1 如果室内灰尘很多时，建议用吸尘器随时吸走沉积的灰尘。
- 5.2 电暖器的表面不需要用烈性清洗剂清洗，使用一般的家用洗涤剂沾湿布清洁即可。
- 5.3 用软布擦洗电暖器机身，不能用有腐蚀性或研磨材料，以免破坏电暖器涂层。
- 5.4 电暖器工作时，不允许将冷热空气的进出口遮挡或堵塞住。
- 5.5 电暖器工作时，不允许儿童靠近加热器表面。
- 5.6 电暖器在使用中，出于安全考虑，应与其周围的家具和可燃性物体保持最小间距如下：与顶盖：10 厘米，与侧墙：10 厘米，与地面：10 厘米，与前面（热风出口）50 厘米，背面与墙的间距：22 毫米。
- 5.7 电暖器的上面不要有物品遮盖，以免发生火灾。
- 5.8 电源连线不允许从热气出口前方穿过。
- 5.9 如长期不使用电暖器时，应先将电源开关断开，然后拔下电源插头。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

计算机监控系统检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是依据《水电厂计算机监控系统基本技术条件》(DL/T578-95)及国电南京南自自动化厂家提供的有关技术资料并根据本站的实际情况进行制定的。

制定本标准的目的:更好地对我站计算机监控系统进行检修。

本标准的内容:对计算机监控系统的检修周期、项目、技术要求等作了阐述。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神等相抵触的地方,则应以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

计算机监控系统检修规程

1 主要内容和适用范围

本规程规定了 ABB_PGP 计算机监控系统机组部分的试验方法和试验项目。

本规程适用于某水电站计算机监控系统中的机组顺控操作、机组相关设备的单步操作、10KV、400V 开关的单步操作、开关站设备、公用设备的单步操作部分。

2 术语、符号、代号

本规程中所使用的术语、符号、代号使用厂家说明书。

3 监控系统的组成

3.1 系统的组成:本厂计算机监控系统是一种基于环形双以太网、开放式的可配置结构,由主控层和现地单元控制层组成,现地控制单元采用双网双 CPU 容冗配置。

3.2 主控层工作环境及配置:

3.2.1 主控层工作环境: ABB_PGP 计算机监控系统是跨平台系统,其中主机兼调度通讯机、操作员站、工程师站、厂内通讯机为 Windows2003server 操作系统。

3.2.2 主控层配置

3.2.2.1 主机兼调度通讯机工作站两台,工作方式为冗余,监控系统的数据库管理、历史库与 LCU 的通信管理、调度通讯程序全部在此工作站中实现,其余各节点接收主机广播的数据。调度通讯程序独立接受调度链接请求并响应数据通讯,实现与中调远动数据和 AGC 数据的通讯。

3.2.2.2 工程师站一台,其配置与主机一样,但该节点不进行数据库的数据运算和历史库的管理。

3.2.2.3 厂内通讯机主要负责内网通讯,用于网内监控设备与五防闭锁、保护信息子站、状态监测通讯。

3.2.2.4 操作员站有两处,一处由 2#主机兼调度通讯机承担,另一处由单独的工作站承担,两台工作站操作级别一致,操作人员在任一台工作站上通过用户登录后均可实现一样的功能。

3.2.2.5 语音报警机:实现计算机监控系统的语音报警功能,及 ON_call 功能,ON_call 功能为投入。

3.2.2.6 全球时钟对时系统一套。

3.2.2.7 100M 以太光纤网络设备两套。

3.2.2.8 UPS 电源由两台全厂 UPS 设备提供。

3.3 现地单元控制层组成:现地单元控制层由智能型触摸屏和 AC800M 可编程控制器, ZKZ-2T 机组测速装置, A40 交流采样装置、SDQ200 微机自动准同期装置。其中 AC800M 可编程控制器由 CPU 模件、SOE 量模件、开入量模件、开出模件、模入模件、通讯模件及事故 PLC 组成。

4 检验周期和检验项目

4.1 检验周期:

计算机监控系统的大小修结合机组大小修同时进行检验,正常情况下不必另行计划检验,日常维护每周点检一次。

4.2 巡视内容:

检查触摸屏上画面内容是否正常, PLC 各模件工作指示灯是否正常,各电源指示灯是否正常;通讯模块工作指示灯是否正常,同期装置工作指示灯是否正常,测速装置工作指示灯是否正常。

4.3 小修检验项目:

设备卫生清扫,模件外观检查,回路检查, SOE 量通道测试,电源模件输出电压检查,水机保护 PLC 以及模块检查,机组无水试验,开机、停机试验。

4.4 大修检验项目:

除完成小修项目外，还有回路绝缘检查，基本测点检查，测温电阻校验，机组测速装置检验，水车回路模拟试验，机组无水试验，机/电事故试验，机组假并网试验，机组并网试验，甩负荷试验，并网发电试验等。

4.5 安全措施及检验项目

4.5.1 安全措施

4.5.1.1 停电：断开 LCU 装置 A 柜上电源箱上的“24V 电源、直流电源、交流电源”、A 柜后的直流进线开关、交流进线开关，断开 C 柜后的水机保护回路电源。

4.5.1.2 进水工作蝶阀在全关位置。

4.5.1.3 在做联动试验时应做好防止有人误入转动部分的安全措施，必要时应设专人监护。

4.5.2 小修检验项目：

4.5.2.2 模件外观检查：模件应整洁干净，接线端子是否牢靠无松动，插件是否插入牢靠。

4.5.2.3 回路检查：紧固所有回路的连接端子，检查所有回路应无短路与接地现象。

以上工作需停电进行。

4.5.2.4 SOE 量通道测试：使用 SOE 量发生器，检查 SOE 量动作分辨率是否满足 1ms 要求。

以上工作需停电进行。

4.5.2.5 开关电源输出电压检查：测量各电压等级下的电源电压，各电源电压值应在规定范围之内。

4.5.2.6 温度量模块检查：主要消除平时停机无法检修的测温故障。

4.5.2.7 常规水机事故 PLC 检查：

4.5.2.7.1 继电器检查校验：继电器的外观检查，应完好无损；测量继电器的直流电阻，应符合铭牌参数；检查继电器的触头，应光滑无烧坏和拉弧现象；继电器动作值、返回值、动作功率、动作时间，应满足要求。

4.5.2.7.2 回路绝缘检查：紧固所有接线端子，用 500V 摇表测量回路绝缘电阻，应在 $0.2M\Omega$ 以上。

4.5.2.7.3 事故模拟：按照水机保护 PLC 采集测点进行模拟，各开出继电器或电磁阀应动作正确无误。

4.5.2.8 机组无水试验

4.5.2.8.1 试验条件：机组进水蝶阀在关闭位置（若小修的安全措施中没有关闭进水蝶阀 则机组无水试验不具备试验条件）；各工作面的工作全部结束；机组转动部分上无人工作；机组油压装置在自动方式下运行；调速器为自动控制方式运行；机组灭磁开关在分闸位置；机组启励电源开关在分闸位置。

4.5.2.8.2 自动开机（停机-空转）模拟试验：分别在现地触摸屏和上位机上下发开机令，开机流程在满足条件下应能正确执行，在条件不满足时无法下发命令，并在上位机上有相应的记录。主要检查顺控开机流程中辅助设备是否正常动作，如出口隔离刀闸是否合闸、机组冷却水电动阀是否开启、风闸是否退出、锁锭是否拔出等，检查在 LCU 开机令发出后调速器动作是否正确。

4.5.2.8.3 自动停机模拟试验：分别在现地触摸屏和上位机上下发停机令，停机流程在满足条件下应能正确执行，在条件不满足时应无法下发命令，并在上位机上有相应的记录。主要检查顺控停机流程中辅助设备是否正常动作，如制动加闸是否自动投入、机组冷却水电动阀是否关闭、空气围带是否投入、锁锭是否投入等，检查在 LCU 停机令发出后调速器动作是否正确。

4.5.2.9 机组开、停机试验

4.5.2.9.1 试验条件：机组无水试验全部结束，试验结果全部满足要求，进水蝶阀在全开位置，所有自动装置全部投入。

4.5.2.9.2 机组停机至空转流程试验：在上位机上启动停机至空转流程，开机流程在满足条件下应能正确执行，在条件不满足时无法下发流程命令，并在上位机上有相应的记录。主要检查顺控开机流程中辅助设备是否正常动作，如出口隔离刀闸动作是否正确，机组冷却水进水电动阀是否开启、风闸是否退出、锁锭是否拔出等，各冷却水示流器指示及信号均正常，检查上位机上机组状态应为“空转”状态。

4.5.2.9.3 机组空转至停机流程试验：在上位机上启动空转至停机流程，停机流程在满足条件下应能正确执行，在条件不满足时无法下发流程命令，并在上位机上有相应的记录。主要检查顺控停机流程中辅助设备是否正常动作，如机组冷却水进水电动阀是否关闭、制动闸是否全部投入，空气围带是否投入、锁锭是否投入等，各冷却水示流器指示及信号均正常，校验机组测速装置在机组转速下降过程各接点的动作值是否与整定值相符，并记录在停机过程中 5%接点动作值、30%接点动作值、95%接点的动作复归值。

4.5.2.9.4 机组停机至空载流程试验：在上位机启动停机至空载流程，辅助设备动作与机组空转时一样，主要检查机组转速达到时额定值 95%时，是否自动启励，启励后检查机组 LCU 交流采样装置上送的值是

否与实际电压一致，检查上位机上机组状态应为“空载”状态。

4.5.2.9.5 机组空载到发电流程试验：在上位机上启动机组空载至发电流程，检查同期合闸时，同期装置是否能正常开出增速，减速，增磁，减磁，调速器是否根据机组 LCU 开出正常反应动作，当出口断路器合闸后，检查机组状态是否为“发电态”，机组所带的基荷是否与 PLC 中设值一致。

4.5.3 大修检验项目：

4.5.3.1 安全措施：与小修安全措施一致。

除完成小修项目外还应完成以下项目：

4.5.3.2 常规水机 PLC 检查除小修的项目外增加开出继电器校验。

4.5.3.3 测温电阻检验：除定子线圈测温电阻、定子铁芯测温电阻由于不具备检验条件无法进行检验外，其余部分的测温电阻均按规定送至相关单位校验，在上位机上显示的测温电阻应大致相同。

4.5.3.4 机组测速装置校验：用变频电源外加机组频率，模拟机组转速升高和降低，检验各接点的动作值和返回值并做好相应的记录，各接点的动作值与返回值应与内部的整定值一致，各接点动作时接点应接触良好，在计算机监控系统测值、简报信息应正确。

以上试验需停电时进行。

4.5.3.5 回路检查校验：

4.5.3.5.1 继电器检查：继电器的外观检查，应完好无损；测量继电器的直流电阻，应符合铭牌参数；检查继电器的触头，应光滑无烧坏和拉弧现象；继电器动作值、返回值、动作功率、动作时间，应满足要求。

4.5.3.5.2 电磁阀检查：测量电磁阀直流电阻，应与铭牌参数相符。外加电源校验电磁阀的最低动作电压值（按自动化元件检验规程），其最低动作电压值应满足要求，应位置信号接点接触必须良好。

4.5.3.5.3 回路检查：常规的水机保护模拟试验，各二次回路动作应正确，常规的事故停机回路应检查紧急停机电磁阀和事故配压阀是否能正确投入和复归。

4.5.3.6 基本测点检查：

4.5.3.6.1 开入测点检查：在现场模拟各开入信号的变位，观察开入模件上相应的指示灯是否变化，PLC 中相应的采集值是否有变位，并注意简报信息、光字信息上登录的内容是否与测点定义的一致，如不一致，则需修改数据库中的测点定义。

4.5.3.6.2 开出测点检查：将对应 LCU 置调试态（或拔出使能继电器），用笔记本本地强制或在上位机上手动置开出测点，检查开出的模件上指示灯应指示正确。

4.5.3.6.3 模入测点检查：在 PLC 中检查所有模拟量模件上送的模拟量的码值，应在正确的范围内。

4.5.3.7 机组无水试验：除完成小修规定的试验项目外，还应完成以下项目：

4.5.3.7.1 电气事故停机模拟试验：模拟保护电气事故动作信号，PLC 启动电气事故停机流程，检查上位机中简报信息与实际的动作信号是否一致，出口断路器是否分闸、灭磁开关是否分闸、紧急电磁阀是否投入，调速器停机令是否下发、调用正常停机流程时辅助设备动作是否正确。

4.5.3.7.2 机械事故停机模拟试验：模拟保护机械事故动作信号，PLC 启动机械事故停机流程，检查上位机中简报信息与实际的动作信号是否一致，出口断路器是否分闸，励磁停机令是否下发，调速器停机令是否下发，调用正常停机流程时辅助设备动作是否正确。

以上试验机组自动装置全部投入，发变组保护均为投入。

4.5.3.8 手动开机、停机试验：将调速器切至手动运行，由运行人员手动开启导叶，校验机组测速装置在机组转速升高过程中各接点的动作值是否与整定值相符，并记录在开机过程中 5%接点动作复归值、20%接点动作复归值、95%接点的动作值，手动关闭导叶，校验机组测速装置在机组转速下降过程中各接点的动作值或复归值是否与整定值相符。

4.5.3.9 自动开、停机试验与小修相同。

4.5.3.10 事故停机试验：机组在空载状态下模拟保护事故或机械事故，PLC 调用电气事故与机械事故与无水模拟试验应一致，并检查分段关闭电磁阀应在事故停机过程中应能投入，在程序规定的时间内应能自动退出。

4.5.3.11 同期装置假并试验：机组在空载状态时在上位机上单步拉开机组出口隔离刀闸，并确认机组出口隔离刀闸在拉开位置，检查自动同期装置设定参数与定值一致后，在上位机上启动空载至发电流程，同期装置在流程规定的时间内应能发出合闸脉冲，并用机组故障录波装置或示波器检查合闸脉冲发出时导前时间、电压差值应与设定参数一致。并记录检查同期装置在合闸脉冲发出时刻的合闸角度和电压差值。

4.5.3.12 机组并网试验：同期装置假并试验合格后，可在上位机上单步合上发电机出口隔离刀闸，确定发电机出口隔离刀闸在合闸位置后，在上位机上启动发电流程，同期装置应能在规定时间内将机组并网，其合闸时的参数应与同期装置假并试验时参数一致，当出口断路器合闸后，检查机组状态是否为“发电态”，机组所带的基荷是否与 PLC 中设值一致。

4.5.3.13 机组甩负荷试验：机组带 25%、50%、75%、100%额定负荷时，在上位机上启动机组甩负荷试验流程，检查分段关闭装置投入时导叶开度是否满足设计的拐点的要求，当机组转速升高到 115%Ne 时上位机简报信息报警正常，当机组转速升高到 145%Ne 时 PLC 应启动 II 级过速保护事故停机流程，上位机上应有相应的报警和记录。

4.5.3.14 带负荷试验：机组在发电态后在上位机上通过 PQF 下发机组设定有功功率和无功功率，观察机组负荷的变化速率，机组负荷应能快速平稳地增加或减少到目标值规范内，否则可以重新整定机组 PLC 中的 PID 调节程序中的 PID 参数。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

南瑞 WDT-80-6.3 型
微机调速器（电气）检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本规程结合《WDT-80-6.3 电气调节柜技术说明书 V1.3》、《WDT-80-6.3 电气调节柜使用说明书 V1.3》，并根据本站调速器系统的实际情况制定。

制订本标准的目的：规定某水电站调速器电气部分的检验项目、检修周期、技术要求及大小修试验方法和要求。

本标准适用于某水电站自动化人员对调速器电气部分进行检修和试验。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件相抵触的，则以新颁的国家标准行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化管理委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

南瑞 WDT-80-6.3 型微机调速器（电气）检修规程

1 主要内容和适用范围

本规程规定了南瑞 WDT-80-6.3 型调速器的试验方法和试验项目。

2 WDT-80-6.3 型调速器的结构

WDT-80-6.3 系列水轮机调速器电气调节装置是应用现代控制理论与微电子技术相结合的一种新型调节控制器，它是基于可编程计算机控制器 PCC 和实时操作系统支持的水轮机调节器。它适用于混流式水轮发电机组、轴流转浆式水轮发电机组、抽水蓄能机组、冲击式水轮机发电机组和贯流式水轮机发电机组的转速调节、有功功率调节的运行控制。

WDT-80-6.3 系列水轮机调速器配有大屏幕真彩液晶显示屏支持运行的监视和调速器的操作，并根据用户的需求和产品的具体型号进行不同的硬件、软件配置。

a) 硬件基本配置：

WDT-80-6.3 系列装置主要的配置为 B&R 公司的 2003、2005 系列的模块：

1、CPU 模块：	CP476
2、模拟量接口：	AF101
3、开关量混合接口：	DM465
4、通信插件：	IF321
5、开关量高速输入插件：	DI135
6、模拟量输入插件：	AI774
7、模拟量输出插件：	AO352

和必要的过程接口模块。显示操作面板则根据用户的选择而确定。

b) 软件基本配置

- 实时变结构、变参数自适应调节程序
- 实时诊断程序
- Windows XP 界面下全中文智能调试程序
- Windows XP 界面下全中文智能运行程序

c) 功能增强型控制软件配置

- 上位机功率控制软件
- 按水位优化参数软件
- 按水头选择启动开度、空载开度和不良工况限制区软件
- 按水头控制调节软件

3 WDT-80-6.3 型调速器的参数性能

3.1 技术指标

在装置配用概述中规定的液压控制柜和满足技术条件规定的要求时，由本装置控制的水轮机调速器系统的技术指标实现以下的技术指标。

3.1.1 调节性能指标

3.1.1.1 电液调节装置的静态特性

静态特性曲线线性度：近似为直线；

实测主接力器的静态特性转速死区：I_x不超过0.02%；

3.1.1.2 水轮机调节系统的动态特性

a) 自动空载运行三分钟内机组转速摆动相对值不超过±0.10%；（当手动空载运行机组转速摆动相对值超过±0.2%时，自动空载运行转速摆动值不得大于手动方式的转速摆动值）。自动发电运行导叶主接力器摆动值不超过总行程的±0.15%。

b) 导叶接力器不动时间：T_q不超过0.18s。

c) 机组甩100%额定负荷时的动态品质：

偏离稳态转速3%以上的波动次数, 不超过1次;

从甩负荷后接力器第一次向开启方向运行时算起, 到机组转速摆动相对值不超过0.5%为止的调节时间 T_p 不大于30s;

3.1.1.3. 装置的可靠性指标

a) 总体故障率: $FR = 156782.5 \text{ FITS}$ @40°C

b) 平均故障间隔时间: $MTBF = 63782.6 \text{ hours}$ @40°C

c) 第一年硬件无故障概率: $MR = 0.8598$ @40°C

3.1.1.4. 装置的电磁兼容性能指标

依据标准: IEC 标准——IEC61000-(3,4)第3 严酷级(分1、2、3、4 严酷级)。WDT-80-6.3 系列水轮机调速器电气调节装置的电磁兼容测试标准为:

a) 静电放电: 空气放电 $\pm 8\text{kV}$; 接触放电 $\pm 6\text{kV}$;

b) 快速瞬变脉冲群: 试验电平 $\pm 2\text{kV}$; 试验频率: 5kHz; 持续时间: 正负极性各60s

c) 浪涌电压: 试验电平: 共模 $\pm 2\text{kV}$ 、差模 $\pm 1\text{kV}$; 试验次数: 正负各6次; 脉冲间隔时间: 12s;

d) 传导射频骚扰: 试验电平: 10V; 试验频率: 150kHz-80MHz; 调制频率: 1kHz; 调制度: 80%;

e) 电压突降和中断: 电压突降: 70%, 持续时间0.5s, 3次; 40%, 持续时间0.5s, 3次; 100%, 持续时间100ms, 1次;

c) 阻尼振荡波: 共模2.5kV, 差模1.0kV; 试验频率: 1MHz; 重复频率: 400Hz; 持续时间>2s;

3.1.1.5. 装置的工作模式切换产生状态扰动的技术指标

a) 二路电源转换时引起的导叶接力器行程变化不大于全行程的0.2%。

b) 调速器“自动-手动方式切换引起接力器行程变化不大于全行程的0.2%。

c) 双微机系统”控制切换满足负荷变化不大于全行程的0.3%。

3.2. 装置功能

3.2.1. 调节控制功能

3.2.1.1 具有控制结构自适应和参数自适应的调节功能, 配备在线专家系统。

3.2.1.2 具有频率调节模式, 功率调节模式及开度调节模式, 并依据不同工况自动选用。

3.2.1.3 全中文信息集成显示, 模拟、数字显示一体化。

3.2.1.4 具备实时数据库及历史数据库, 能够进行事件录波辅助分析, 并给出有效提示。

3.2.1.5 保证水轮发电机组稳定运行于空载、发电、调相、停机和手动等工况。

3.2.1.6 保证在空载运行时使机组频率按预先设定的频差自动跟踪系统频率。

3.2.1.7 具有自动水头和人工水头双重输入, 可通过网络设定, 从而有效克服水头波动及水位变送器失效的影响并保证无扰动切换。

3.2.1.8 保证按水头变化实时实现转桨式水轮发电机组的数字式精确协联。

3.2.1.9 能够实时按水头修正启动开度、空载开度、开度限制及协联曲线。

3.2.1.10 具备人工失灵区(ϵ)和调差系数(bp)的在线实时修正功能, 并保证负荷无扰动。

3.2.1.11 具备联网方式自适应功能, 可任意采用各种不同的网络通信接口。

3.2.1.12 具备现地控制和上位机控制双重功能, 并保证控制切换负荷无扰动。

3.2.2. 实时诊断容错及故障保护功能

3.2.2.1 频率容错: 实时自动诊断机组频率及系统频率, 自动提示故障类别, 保证全部调节任务的正常完成且不造成负荷冲击。

3.2.2.2 行程容错: 实时自动诊断导叶行程及轮叶行程输入, 自动提示故障类别, 除发电工况时协联关系失去准确性外, 保证水轮发电机组自动稳定运行。

3.2.2.3 水头容错: 实时自动诊断水头输入, 自动提示故障类别, 保证水头失效时不会产生负荷冲击, 可输入“人工水头”进行经济协联。

3.2.2.4 液压容错: 实时自动诊断分析液压系统工作状态, 自动提示伺服阀零漂、卡阻等多种故障, 保证调节功能不变且水轮发电机组稳定运行。

3.2.2.5 电源容错: 实时监视多路电源, 电源消失或过低时自动调整控制方式, 保证机组稳定运行。

3.2.2.6 功率容错: 实时自动诊断有功功率输入, 自动提示故障类别, 保证有功功率失效时不产生负荷冲击。

3.2.3. 智能调试及计算机辅助分析功能:

◆ 智能化调试

调试软面板技术;

- 全中文图形化调试界面；
- 在线帮助系统；
- ◆ 计算机辅助分析系统：
 - 各项试验专用数据库；
 - 故障录波与计算机辅助分析
- ◆ 调试专家系统：
 - 可自动进行各项试验，计算机辅助选择相应参数；
 - 产生试验数据并给出试验结果；
 - 对试验过程及结论作出评价；
 - 指导现场试验的操作；

3.3 技术参数

3.3.1. 改进型并联PID调节装置的调节参数调整范围

- 比例增益KP： 0.01~20；（0~10）
- 积分增益KI： 0~20 1/s；（0~5）
- 微分增益KD： 0~20s；（-5~+5之间）

3.3.2. 永态转差率Bp调整范围

0~10%（运行时，运行值班长根据调度命令在面板设置）；

3.3.3 人工转速死区调整范围

0~0.75Hz（运行时，运行值班长根据调度命令在面板设置）；

3.3.4. 电气开限调整范围

0~100%（运行时，运行值班长根据调度命令在面板设置）

3.3.5. 发电功率限制调整范围

0~120%（运行时，运行值班长根据调度命令在面板设置）

3.3.6. 频率给定调整范围

45Hz~55Hz（给定速度，在投运时设置）

3.3.7 功率给定调整范围

0~120%（给定速度，在投运时设置）

3.3.8. 调速器双路供电电源装置的技术规格

- 直流：DC220V±15%，2A；
- 交流：AC220V±15%，2A；

3.3.9. 电气装置输入信号规格

- 机组频率 f_g 反馈信号：机端PT电压0.2V~180V；测频范围0.5~100HZ；
- 系统频率 f_s 反馈信号：母线PT电压80V~180V；测频范围0.5~100HZ；
- 接力器行程反馈信号：拉绳式位移传感器；
- 水头、水压、功率等反馈信号：直流0~5V或4~20mA，分辨率小于0.05%。

3.3.10. 开关量输入信号

继电器常开空接点

3.3.11. 通信总线规约

- RS485： MODBUS（RTU模式）
- 以太网： MODBUS_TCP

4 检验周期和检验项目

4.1 检验周期：

微机调速系统结合大小修进行检验，正常情况下不必另行计划检验，日常维护每周巡视一次。

4.2 巡视内容：

4.2.1 下位机巡视：

- 主机模件：
- STATUS 灯：闪烁周期 2 秒表示正常；
- 闪烁周期 1 秒表示一般故障；
- 闪烁周期 0.5 秒表示严重故障；
- 不闪烁表示系统严重故障；

RUN 灯： 闪烁周期 2 秒表示正常；

通信正常时，主机模件“RXD0”、“TXD0”应不断闪烁，闪烁周期为 800 毫秒

数字模件：

开机令灯： 当外部给出开机令时，开机令灯应点亮；

停机令灯： 当外部给出停机令时，停机令灯应点亮；

导叶手动令灯：当外部给出导叶手动令时，导叶手动令灯应点亮；

增加令灯： 当外部给出增加令时，增加令灯应点亮；

减少令灯： 当外部给出减少令时，减少令灯应点亮；

断路器灯： 当外部油开关闭合时，油开关灯应点亮；

双机切换模件：

A 套主机灯： A 套为主机时该灯点亮；

B 套主机灯： B 套为主机时该灯点亮；

4.2.2 上位机监视：

上位机运行界面上的数据应不断刷新。若通信不正常，请检查通信电缆、上位机通信口及主机通信电路。

通信建立后，对工控机运行界面进行监视。

界面上显示的导叶开度是否与实际开度相符；

界面上显示的机组频率及系统频率是否与实际频率相同；

界面上各种给定值是否正确；

界面上水头、有功功率、开限设置值是否符合实际情况；

界面上频率死区、滑差系数及调差系数的设置是否符合实际情况。

4.3 小修项目：

4.3.1 各模件外观检查；

4.3.2 各开入开出模拟量测点检查；

4.3.3 开机、停机、事故停机试验；

4.3.4 装置的卫生清扫及接线端子的检查；

4.3.5 位移传感器定位检查；

4.3.6 各调节参数检查。

4.4 大修项目：

所有的检验项目。

4.5 检验项目：

4.5.1 安全措施：

机组进水阀在全关位置，导叶切手动位置。并分别在导叶手自动切换按钮上挂“禁止操作，有人工作”标示牌。关闭触摸屏，并拉开触摸屏开关 DK5；拉开调速器电气柜交流电源开关 DK1、直流电源开关 DK2，断开调速器 A 套、B 套 PCC 模块电源开关 DK3、DK4，拉开机旁动力盘调速器电气柜交流电源开关 1J430（2J430、3J430）和直流电源开关 1J317ZK（2J317ZK、3J317ZK）；拉开机旁动力盘调速器机械柜交流电源开关 1J432（2J432、3J432）和直流电源开关 1J316ZK（2J316ZK、3J316ZK）。

4.5.2 电气柜检查：

4.5.2.1 外观检查

各插件板无损伤且清洁；

各接插件部位紧凑无松动现象；

焊点光亮可靠，无虚焊；

柜内走线整齐，无脱落。

4.5.2.2 回路绝缘测量

将所有板件拔下，使用 500V 摇表分别测量交流 220V 回路及直流 220V 回路绝缘不低于 $1\text{M}\Omega$ 。使用 100V 摇表测量直流 24V 回路绝缘不低于 $1\text{M}\Omega$ 。

4.5.3 机械液压柜检查试验：

4.5.3.1 回路绝缘测试

将比例伺服阀插头拔下、将功放板拔下，使用 500V 摇表分别测量交流 220V 回路及直流 220V 回路绝缘不低于 $1\text{M}\Omega$ 。

使用 100V 摇表测量直流 24V 回路绝缘不低于 $1\text{M}\Omega$

4.5.3.2 测量手自动切换电磁阀、急停电磁阀、手动增减电磁阀、伺服比例阀 V6、事故配压阀电磁阀、分段关闭电磁阀线圈电阻，与前一次电阻测量记录比较相差不得超过 $\pm 10\%$ 。

4.5.3.3 测量手自动切换电磁阀、急停电磁阀、手动增减电磁阀、事故配压阀电磁阀、分段关闭电磁阀电磁阀动作值应符合产品技术要求；

4.5.3.4 检查各电磁阀插头的接插部位无松动。

4.5.3.5 (GE)主配零点调整试验

电气柜掉电，拔掉伺服比例阀阀头，关闭控制油，调整主配螺母使主配维持在末一位置不动，打开控制油，关掉主操作油，调整主配传感器，同时测量主配反馈电压使其在零伏附近，上紧传感器，最后使主配螺母回到原来位置，打开操作油，插上阀头，调整完毕。

4.5.3.6 导叶综合控制模块定位试验

4.5.3.6.1 电位器调整：

编号	电 位 器 定 义	备 注
W1	导叶模拟量输入(AIO)比例调整	根据现场采样适当调整。
W2	模拟电流输出(0-20mA)调整	一般出厂已调好。
W3	主配反馈偏置(零位)调整	目前暂未使用，可通过调整主配传感器来调零。
W4	主配反馈增益调整	逆时针增益变大，调节稳定性增强，速度变慢，反之，调节灵敏度增强，速度变快。

4.6 调速器系统无水试验：

4.6.1 试验条件：调速器机械部分检修完毕，调速器机械各试验均正常，调速器油压装置已恢复自动运行，锁锭在拔除位置，切除两段关闭。

4.6.2 安全措施：

水轮机发电机的检修工作已完成，机组进水蝶阀在全关位置，尾水门在落下位置，蜗壳进人门已经关闭、水轮机导叶处无人工作，水轮机室无人工作，在水车室门口悬挂“禁止入内”标示牌。

4.6.3 试验内容：

4.6.3.1 系统功能检测

进入调试界面的系统检测窗。

A、外加频率，确认机频、网频通道正常。1104-1/3 为机频通道，1104-6/7 为网频通道，输入 50HZ 时对应实际值为 50Hz。

B、在电柜端子上短接开关量（+24V 电源可从 1102-21 上取），确认电柜开入通道正常，可观察数字模块上的灯亮否来判断开入是否正常，主要检查开机、停机、增加、减少、油开关五路开关量。如短 1102-21 与 1102-1，观察 DM465 模块开机灯是否亮即可判断开机令开入通道是否正常。

C、在系统检测界面中分别单点各开出继电器，确认所有开出量正常。

D、在模拟量检查界面中的“导叶输出”窗口中分别输入+30、-30 后到 1104-6/8 量输出电压，30 对应+3V，-30 对应-3V，确认控制输出通道正确。

E、以上所有检测对 A、B 套要分别进行。

4.6.3.2 行程传感器定位实、验：电气行程传感器定位试验。

试验条件：无水，关闭出口球阀，锁定拔出，接器具备动作条件，机柜电柜交流、直流同时上电，电柜交直流同时上电并处于静止状态，机柜切自动控制。

试验步骤：电气柜进入定位试验界面，点击全关试验，记录最小采样值；等数值稳定后，再点击全开试验，记录最大采样值，写入最小最大值参数，参数下发到 A、B 套，定位完毕。

4.6.3.3 模拟量输入定位试验（水头、功率）

试验步骤：1、电气柜进入定位试验界面，记录实际最小水头下的最小采样值；等数值稳定后，再记录实际最大水头下的最大采样值，写入最小最大值参数，参数下发到 AB 套，定位完毕；

2、电气柜进入定位试验界面，记录实际最小功率下的最小采样值；等数值稳定后，再

记录实际最大功率下的最大采样值，写入最小最大值参数，参数下发到 AB 套，定位完毕。

4.6.3.4 导叶副环扰动试验

本试验确定导叶副环控制的 PID 参数。在动态试验窗口选择导叶扰动试验，此试验用来选择导叶副环参数。选择合适 PID 参数，改变导叶给定值来进行导叶扰动，并可在“曲线显示”中来观察调节过程，并记录几条合适的调节曲线。改变导叶副环调节参数，重复试验，使调节品质达到最优，大扰动（30%左右）均能准确到位，无超调或调超很小，小扰动（1%）能动，其扰动量为百分值，单位为%。

4.6.3.5 静特性试验

本试验测量调速器的转速死区。由电柜自动产生频率，使频率逐渐由大到小，接力器每次变化稳定后，记录该次信号频率值及相应接力器行程，通过作图法求出死区。得出转速死区 $\dot{x}$ ，应不大于 0.04%。

4.7 调速系统的动态实验

4.7.1 试验条件

机组进水阀打开和尾水门提起，机组各部分检查无异常，油压装置恢复正常，冷却水正常，围带排气，锁锭拔除，调速器放自动，机组所有辅助设备均能正常运行，。

4.7.2 安全措施

机组转动部分上的工作人员全部撤离，无关人员退出试验现场，机组各部位均有人监视。

4.7.3 手动开机试验

将调速器切手动控制运行方式，慢慢旋动“增加”旋钮，观察水轮机转速的变化情况，待转速达到额定转速时，观察调速器是否稳定，若稳定，则切到自动控制状态，观察调速器自动运行的稳定性。记录调速器自动空载运行的频率摆动范围。

4.7.4 空载扰动试验：

本试验用来选择空载工况下的主环参数。

自动或手动开机后，将机柜导叶切手动，电调柜进入空载扰动试验后将机柜切回自动，设定值输入 50HZ 并点击“开始实验”，待机组频率稳定在 50HZ 后开始实验。

选取不同主环 PID 调节参数，分别做 50—51 HZ，50—49HZ，48—52HZ，52—48HZ 的扰动，使空载下的稳定性与调节品质达到最优，录下相应曲线，选好参数后，把参数下发至 A、B 套下位机中。此时再将机柜切手动，电柜切换至运行状态后，可以切回自动控制。其扰动量为实值，单位为 HZ。

4.7.5 自动开停机试验

在频率扰动试验已完成的基础上，A 套放运行，B 套放调试，将 RUN 程序关掉后将 TEST 程序打开，B 套进入开停机试验，等待外部开机令和停机令，收到令后马上点“开始实验”，待开停机完成后点击“曲线显示”即可观察到开停机试验的过程曲线。

4.7.6 负载扰动试验

试验目的：本项试验用来选取较好的负荷工况下的主环参数。扰动量是功率给定的标么值，扰动量不允许超过 15% 。

试验方法：机组在发电态，把调速器切手动，电柜进入动态试验界面，点击负荷扰动试验，再把调速器切到自动，选取 K_p 、 K_i 、 K_d 开始试验。看波形情况，反复试验选取一组最好的主环参数。

4.7.7 甩负荷试验

试验目的：本项试验用来检查在已选定参数下，发电机分别带 25%、50%、75%、100%额定负荷时跳开发电机出口断路器，检验调速器调节过程的速动性和稳定性。

试验方法：本项试验用来对机组甩负荷过程进行曲线录波。A 套放运行，B 套放调试，将 RUN 程序关掉后将 TEST 程序打开，B 套进入甩负荷试验，待机组并上网后，等待外部分油开关，跳油开关后马上点“开始实验”，机组转速稳定在 50HZ 左右后点“曲线显示”即可观察到甩负荷试验的过程曲线。

要求：甩 100%额定负载后，在转速变化过程中，超过稳态转速 3%额定转速值以上的波峰不超过 2 次；从接力器第一次向开启方向移动起，到机组转速摆动值不超过 $\pm 0.5\%$ 为止所经历的时间，应不大于 40s；接力器不动时间不大于 0.2s。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

励磁装置校验规程

某水电开发有限公司 发布

前言

本规程结合相关标准制定，并根据本站励磁系统的实际情况制定。

制订本规程的目的：规定尼勒克一级计算机监控系统水电站自动化元件的检验项目、检修周期、技术要求及大小修试验方法和要求。

本规程适用于某水电站自动化人员对计算机监控系统自动化元件进行检修和试验。

本规程如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件相抵触的，则以新颁的国家标准行业标准或上级文件精神为准。

本规程自实施之日起开始执行。

本规程由公司维护部提出并归口。

本规程委托公司维护部负责解释。

本规程由 负责起草。

本规程起草人：

本规程首次发布的时间： 年 月 日。

校核：

审定：

批准:

某水电开发有限公司企业标准

励磁装置校验规程

1 主题内容与适用范围

本规程规定了 EXC9000 静态励磁系统的检修周期、检验项目及试验方法。

本规程规适用于国电新疆某水电站 1-4 号机励磁系统的检查、试验及日常维护。

2 引用标准

DL491—92《大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置运行、检修规程》。

3 术语、符号、代号

3.1 励磁系统：为同步发电机提供可调励磁电流装置的组合。

3.2 额定励磁电压：发电机在额定工况下磁场绕组两端所加的直流电压。

3.3 额定励磁电流：发电机在额定工况下的励磁电流。

3.4 空载励磁电压：同步发电机在空载和额定转速和额定电压下，磁场绕组两端所加的直流电压。

3.5 空载励磁电流：同步发电机在空载和额定转速时产生额定电压所需的励磁电流。

3.6 励磁系统零起升压时的超调量和超调时间：发电机在额定转速下忽然投入励磁，使同步发电机端电压从零变为额定值时，发电机端电压的最大值与稳态值之差对稳态值之比的百分数为零起升压的超调量，从给定信号到发电机端电压与稳态值之差值不超过稳态值的 2%所需时间为调节时间。

3.7 励磁系统顶值电压：在规定条件下励磁系统能够提供的直流电压最大值。

3.8 励磁系统负载顶值电压：当励磁系统提供顶值电流时，励磁系统能够输出直流电压最大值。

4 EXC9000 励磁系统工作原理：

EXC9000 励磁系统是自并激励磁系统，其励磁电流取自发电机机端，经过整流变压器（励磁变压器）降压、全控整流桥变流的直流励磁电压，由晶闸管触发脉冲的相位进行控制。一般情况下，这种控制以恒定发电机电压为目的，但当发生过励、欠励、V/F 超值时，也起相应的限制作用。恒压自动调节的效果，在发电机并上电网后，表现为随系统电压的变化，机端输出无功功率的自动调节。

5 励磁系统的组成：

5.1 型号规格：

FJL—4 G A L - P A D D 2 B

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11)

其中：

(1)：励磁装置柜体数量：4

(2)：调节器型号：G——EXC9000

(3)：调节通道组合方式：A——两个自动通道和一个手动通道

(4)：人机界面：L——液晶显示器

(5)：柔性电制动：———无此功能

(6)：整流桥冗余方式：P——并联运行

(7)：整流桥冷却方式：A——实芯铝散热器

(8)：灭磁方式：D——直流灭磁

(9)：功率柜型号：代码：E；额定输出电流：2000A；强励电流：4000A；柜内整流桥数：全控桥，一桥。

(10)：功率柜数量：2

(11): 灭磁电阻型式: B——非线性电阻 ZnO
柜体型号规格

名称	数量	尺寸(宽×深×高)(mm3)	基本描述	
调节柜	1台	800×800×2260	三通道、双总线、智能检测、智能接口、彩色图形触摸屏。	
功率柜	2台	800×800×2260	1000A	现场总线、双风机
灭磁开关柜	1台	800×800×2260	灭磁开关、灭磁开关控制回路、起励单元、出线母排、非线性电阻	
励磁变压器	1套	三相环氧干式变压器		

附: 非线性电阻(高能容氧化锌)放置在灭磁开关柜内后部。

5.2 系统组成:

名称	主要组成器件
调节柜	三通道调节器、双总线、LOU、智能 I/O、人机界面、电源系统。
功率柜	每柜 6 个可控硅组件(硅元件、散热器)、脉冲变、快熔、功率柜智能板、脉冲功放板、风机及其控制回路、LCD 屏、集中式阻容保护
灭磁柜	灭磁开关及控制回路、LCD 屏、灭磁柜智能板、BOD 过压检测、厂用电切换回路、转子电压电流测量单元、起励回路
起励回路	电源开关、起励接触器、起励二极管、限流电阻
测量单元	机端 PT、CT, 系统 PT, 励磁变副边 CT
励磁变	变压器本体、温控温显装置、测温电阻、高低压侧 CT

EXC9000 系统主要由调节器、人机界面、对外接口, 功率柜, 灭磁及过压保护, 励磁变压器等组成。

EXC9000 系统的主要特点是功能软件化、系统数字化。

EXC9000 系统的数字化不仅体现在调节器, 也体现在功率柜和灭磁柜。励磁系统的各个部分均能实现智能检测、智能显示、智能控制、信息智能传输和智能测试, 极大地提高了装置的可靠性和工艺水平。

广科采用 CAN 总线(控制器局域网)用于励磁系统的各个部分进行控制和信息交换, 使 EXC9000 系统成为一个有机的、完整的整体。CAN 总线用于励磁系统内部进行控制和信息交换, 减少了柜间接线, 提高了工艺水平, 也提高系统运行可靠性。

CAN 总线属于现场总线的范畴, 它是一种有效支持分布式控制或实时控制的串行通讯网络。CAN 总线的最大特点是废除了传统的站地址编码, 而代之以对通信数据块进行编码, 因而被称之为多主总线。

CAN 总线站号设定见下表所示:

硬件	A套调节器	B套调节器	现地控制单元	工控机	智能 I/O	1号(2号)功率柜	2#功率柜	灭磁柜
站号	1	2	3	4	5	6	7	8
代号	CHA	CHB	LOU	IPC	IIU	REC1	REC2	FCB

5.2.1 励磁调节器:

5.2.1.1 调节通道:

EXC9000 励磁调节器为双微机三通道调节器，其中A、B 通道为微机通道，其核心控制器件是32 位总线工控机，C通道为模拟通道。其中A通道为主通道，测量信号通过机端第一套电压互感器BV1 和电流互感器BA1 取得；B 通道为第一备用通道，测量信号通过机端第二套电压互感器BV2和电流互感器BA2 取得；从励磁变副边采集的三相同步电压信号供三个通道公用，从励磁变副边电流互感器取得的励磁电流信号也供三个通道公用。

采用微机/微机/模拟三通道双模冗余结构，由两个自动电压调节通道（A、B）和一个手动调节通道（C）组成，这三个通道从测量回路到脉冲输出回路完全独立。调节通道以主从方式工作，其中A自动电压调节通道作为主通道，B自动电压调节通道作为第一备用通道，C手动调节通道作为第二备用通道。

C 通道是基于集成电路的模拟式调节器，位于励磁调节柜的模拟量总线板上。它以励磁电流作为反馈量，其数字给定电位器由一块单片机控制一个12 位精度的串行数模转换器得以实现。用线性集成的PID 调节电路进行调节，输出控制信号给移相触发模块进行移相触发。

C通道的励磁调节从实现的原理和实现的途径与微机调节器相比是完全不同的，因而能起到很好的后备作用。其功能相对而言比较单一，除按励磁电流进行调节之外，还具有给定自动预置、通道跟踪、机端电压限制、低频逆变等功能。

（1） C通道的主要功能

恒励磁电流调节；

恒控制角控制；（可用于它励零升或短路试验）

机端电压限制；

数字给定及自动预置；

自动跟踪运行通道；

低频逆变；

移相触发及脉冲控制；

故障检测看门狗信号输出；

最低励磁电流限制

（2） 数字给定

通过开关量的增、减磁信号改变内部寄存器的计数值，该值通过12 位精度的串行数模转换器进行D / A转换，其输出就是本通道的励磁电流给定值。

数字给定具有自动预置和自动跟踪功能。无开机令时自动预置为下限值，有开机令后自动跟踪当前运行通道，使本通道的控制信号与运行通道基本一致。跟踪的精度由电位器W3 调整。C 通道运行，自动跟踪功能无效。

C通道的数字给定在机组并网后具有给定下限限制功能，防止机组在C通道运行时因为误操作引起失磁。当机组空载情况下低频逆变时自动返回励磁电流给定的下限值。

5.2.1.2 调节器硬件：

调节器主要由A、B、C三个调节通道、模拟量总线板、开关量总线板、人机界面、接口电路等组成。其硬件包括： 两个微机调节通道（A、B两个调节通道AP7、AP8）。4.2.1.2.1每个调节通道包括：

A、一块CPU板：是一块高集成化的的单板计算机，它具有所有工业计算机的功能。其中，CPU板上提供的四个串口，只有COM1用于连接调试电脑。

B、一块DSP测量板：DSP 芯片具有适时处理大量数据的能力，非常适合于数据采样及处理。主要用于实现34 路模拟量输入的同步采集和高速转换，16 位数字分辨率。

主要功能：

（1） 数据采集：机端 PT、机端CT、系统PT、励磁变副边CT、PSS 试验信号（V1~V4）；

（2） 数据计算机端电压、机端电流、系统电压、励磁电流、电压频率、有功功率、无功功率；

（3） 数据传递将上述数据存储在双口RAM 存储器，供主CPU 调用。

C、一块I/O板，是一块多功能I/O 板。提供4 路模拟量输出，32 路开关量输入、24 路开关量输出通道和CAN总线通讯接口。

主要功能：

（1） 接收对调节器的控制指令：增减磁、起励、逆变、并网、PSS投入等；

（2） 实现调节器与现场总线的通讯：将调节器与CAN 现场总线连接，实现调节器与LOU、智能IO 及人机界面的数据交换；

- (3) 调节器的故障信号输出：PT 故障、同步故障、看门狗信号等；
 - (4) 数字式脉冲信号的输出：输出数字式脉冲信号到开关量总线板，产生六相脉冲信号。
 - D、一块开关量总线接口板（AP3）
 - 主要功能：
 - (1) 实现各种开关量信号转接；
 - (2) 实现脉冲控制，如残压起励、切脉冲、功率柜脉冲投退等；
 - (3) 智能均流给定，用于功率柜闭环均流调节；
 - (4) 模拟量输出转接，试验用途；
 - (5) DC24V 电源检测；
 - (6) 通道切换操作；
 - (7) 增、减磁操作。
 - (8) A/B 通道故障检测及自动切换控制；
 - (9) 同步信号及脉冲输出；
 - E、一块模拟量总线接口板（AP4，含C通道）
 - 主要功能：
 - (1) 对机端PT、CT、系统PT、励磁变副边CT 等交流采样电气量实现电气隔离；
 - (2) 对模拟量进行信号调理；
 - (3) 与 DSP 板连接，将上述隔离后电气量送入DSP 板；
 - (4) 过励保护信号测量及整定（晶体管输出）；
 - (5) 10%U_g 电压信号测量（晶体管输出）；
 - (6) C通道的调节控制及脉冲输出；
 - (7) AVR、PSS 环节测试及试验信号输入接口；
 - (8) 与开关量总线板连接。
 - F、一块现地控制板即LOU板，LOU 板是EXC9000 励磁系统的操作核心部件，管理CAN总线来的励磁系统状态信息及操作命令，通过CAN 总线或转换成I / O 信号对系统的部件进行操作。
 本板完成的操作控制逻辑包括：起励控制、通道跟踪投切控制、系统电压跟踪投切控制、逆变灭磁失败检测、人工投切PSS控制等。
 本板带复位按钮SW1，可以对本板进行单独复位。
 - G、一套人机界面（IPC）
 - 主要功能：调节器的人机界面是实现调节器和运行操作人员人机交流的主要工具，具有以下功能：
 - (1) 显示：人机界面具备机组运行参数显示、运行状况显示功能，并有故障报警指示；
 - (2) 操作：通过人机界面的触摸按键，可以实现机组参数设定、起励、残压起励功能投退、通道跟踪、系统电压跟踪、调差率设定等操作。
 - (3) 报警：当励磁系统出现故障时，可以提供报警画面。
 - (4) 故障追忆：对于励磁系统故障或者异常工况的产生和复位时间有详细的时间记录，可以追查已发生的超过150 个以上的故障或异常工况信息。
 - H、一块智能I/O板及相应的继电器输出板（AP2）
 - 本板由单片机、CAN 总线接口、光电隔离电路、串行通讯接口、输出继电器及其控制回路等组成。IIU 通过CAN 总线接收励磁系统信息并将其转换成I / O 信号后，一方面通过继电器接点输出，以便电站监控系统以接点方式接入获取励磁系统信息；同时，也可以通过RS485 串行通讯口与电站监控系统相连。
- 5.2.1.3 自动电压调节器AVR：
- 自动电压调节器AVR用于实现自动方式调节，维持机端电压恒定，其反馈量为发电机端电压。
- 5.2.1.4 励磁电流调节器FCR：
- 励磁电流调节器FCR用于实现手动方式调节，维持励磁电流恒定，以励磁电流作反馈量。 FCR主要用于试验（如在设备的投运或维护过程中的发电机短路验），或者是作为在AVR故障时（如PT故障）的辅助/过渡控制方式。
- 5.2.2 功率柜
- 5.2.2.1 功率柜运行模式：并联运行模式。
- 5.2.2.2 功率柜的主要部件：

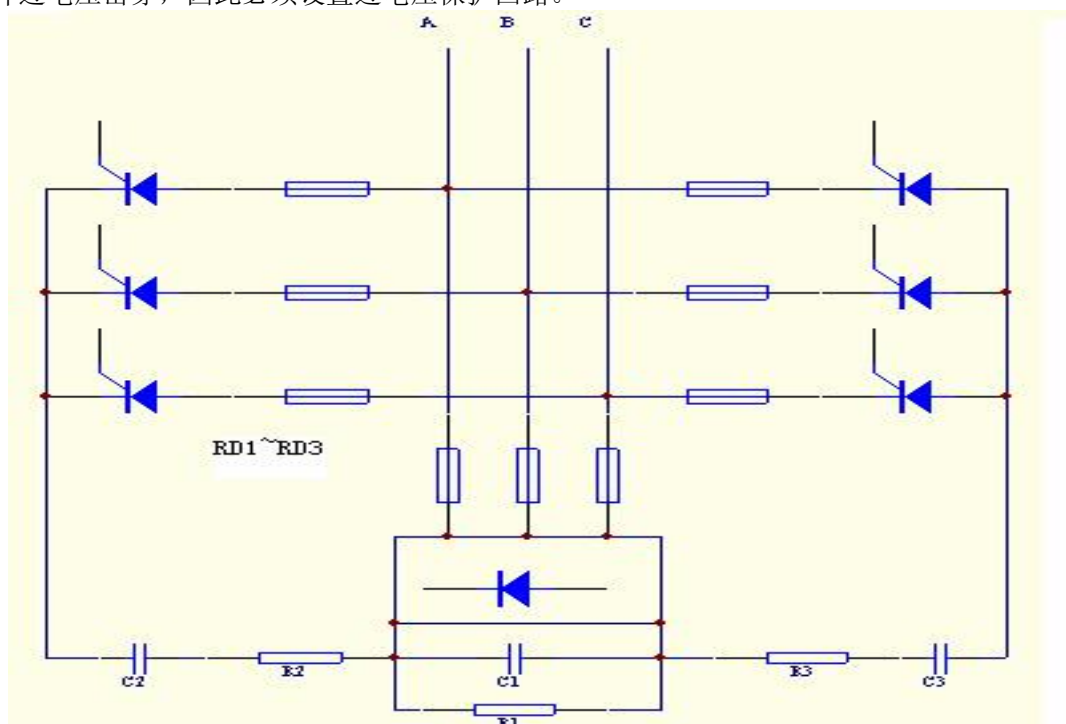
- A、六个可控硅组件（硅元件、散热器）
- B、六个带接点指示的快速熔断器
- C、六个脉冲变压器
- D、一套分离式阻断式阻容保护装置
- E、两台互为备用的的风机
- F、两个风速开关（也叫风压接点），分别用于两台风机启停监测
- G、一块脉冲功放单元

主要功能：

- a、本单元包含6 个相同的24V 脉冲放大回路，用以触发相应的1.5吋到4 吋的晶闸管。
- b、可接受操作指令，对本功率柜脉冲进行投/切控制。
- H、二个测温电阻，用于风温检测
- I、一块电流表

5.2.2.3 阻容保护

在励磁系统中，由于各种各样的原因会在交直流回路中产生过电压。产生过电压的原因可分为外部原因和内部原因：前者主要来自电力系统中的大气过电压或励磁变压器的开关操作过电压；后者主要来自电路内部晶闸管整流换相过电压和电路内部故障等。过电压的出现，可能会导致晶闸管整流元件过电压击穿，因此必须设置过电压保护回路。



注意：功率柜间的均流主要通过晶闸管元件参数选配或长线均流等措施予以保证。

5.2.3 灭磁柜（本站为常规型，不是智能型）

5.2.3.1 灭磁柜主要组成单元：

- A、两套直流电压、电流变送器
- B、一台灭磁开关
- C、一套灭磁电阻（非线性电阻 ZnO）
- D、厂用电源切换回路
- E、一块电流表、一块电压表
- F、一套晶闸管跨接器单元

5.2.3.2 起励单元的组成：

- A、起励电源开关（用于引入起励电源）
- B、起励接触器（用于控制起励回路的投切）
- C、起励二极管（单相半波整流、转子正向电压的阻塞）

D、限流电阻（限制起励电流的大小）

5.2.3.3 励磁系统的起励

EXC9000 励磁系统采用两种起励方式：机组残压起励和外部辅助电源起励。残压起励功能可以通过调节柜人机界面上的功能按键进行投退。

采用快速脉冲列技术以实现残压起励。在起励过程中，在晶闸管整流桥的输入端仅需要约10V~20V的电压即可正常工作。如果电压低于10V~20V，晶闸管整流桥就会被连续地触发（二极管工作模式）以达到该值。但起励时的机组残压值也不能太小，否则将不能维持晶闸管的持续导通，这样就必须采用外部辅助电源起励。

在 10 秒内残压起励失败时，励磁系统可以自动起动外部辅助电源起励回路。这个辅助电源起励回路的目的在于达到整流桥正常工作所需要的10V~20V 电压。在机端电压达到额定电压的10%时，起励回路将自动退出，立即开始软起励过程将机端电压建立到预置的电压值。整个起励过程和顺序控制是通过调节器的LOU 板实现的，软起励流程由调节器的CPU程序控制。

外部辅助电源起励回路只需要一个较小的起励电流，一般地，当额定励磁电流小于2000A 时，辅助起励电流不大于20A。

外部辅助电源起励回路为模块化结构，包括空气开关、起励接触器、导向二极管、限流电阻。

空气开关的目的在于人工投退外部起励电源。

起励接触器由调节器的LOU 板控制。

导向二极管用于实现起励电源的反向阻断，防止起励过程中转子回路的过电压反送至外部的直流系统。

限流电阻用于限制辅助电源起励时起励电流的大小，防止起励电流过大损坏外部的直流系统。

5.2.3.4 励磁系统的灭磁

励磁系统正常停机，调节器自动逆变灭磁；事故停机，跳灭磁开关将磁场能量转移到耗能电阻灭磁。

过电压保护动作的同时，还可以通过监测电流互感器CT 的电流信号向监控系统发出相应的指示信号。

当收到来自发电机保护或者来自内部的励磁保护跳闸命令，在断开磁场断路器的同时切断脉冲，励磁电流通过反向二极管流向灭磁电阻；在反向装有晶闸管的灭磁电路中，在断开磁场断路器的同时除切断脉冲外还触发晶闸管跨接器以接通灭磁电阻。采取该措施后，励磁变副边交流电压被叠加到磁场断路器的电弧电压上，可以保证能量可靠转移及缩短灭磁时间。

5.2.4 PSS（就是电力系统稳定器）

PSS是为抑制低频振荡而研究的一种附加励磁控制技术。它在励磁电压调节器中，引入领先于轴速度的附加信号，产生一个正阻尼转矩，去克服原励磁电压调节器中产生的负阻尼转矩作用。用于提高电力系统阻尼、解决低频振荡问题，是提高电力系统动态稳定性的重要措施之一。

PSS只能对±0.2HZ的频率震荡才有效，投与不投只有在电网发生有功震荡是才能看出效果，而且对于机组容量小于100MW的发电机或是在电网中心负荷区的机组来说效果不是很明显，对于长线输电或是单机300MW以上机组才有实际意义。

PSS是励磁调节器的一个标准软件功能，其输入信号为电功率。PSS的目的是通过引入一个附加的反馈信号，以抑制同步发电机的低频振荡，它有助于提高电网的稳定性。当发电机正常运行时，PSS不起作用，但当机组或电力系统出现有功功率低频振荡时，PSS开始动作，并在较短时间内抑制低频振荡。

电力系统稳定器作用：

提高电力系统静态稳定能力；

提高电力系统动态稳定能力；

阻尼电力系统低频振荡。

5.2.5 发电机及励磁系统主要参数：

发电机额定容量	S_n	=	52.94MVA
发电机额定功率	P_n	=	45MW
发电机额定电压	U_n	=	10.5 kV
发电机额定频率	f_n	=	50 Hz
发电机功率因数	$\cos\alpha$	=	0.85
发电机额定电流	I_n	=	2911A
发电机额定励磁电流	I_{fn}	=	925 A

发电机额定励磁电压 U_{fn} = 160V
 发电机空载励磁电流 I_{fo} = 460A
 发电机空载励磁电压 U_{fo} = 82V
 机端PT变比 10000/100V
 机端CT变比 4000/1A
 励磁变容量 $Stro$ = 500MVA
 励磁变变比 10500/310V
 励磁变CT变比 1200/5A
 起励电源 U_{flash} = 220DC
 直轴开路瞬变时间常数 T_{d0}' = 8.92s
 转子电阻 R_f = 0.151 Ω

6 检验周期:

名称	项目	周期	工期
维护	1. 励磁系统的日常消缺工作。 2. 励磁系统各设备外部清洁卫生及巡视工作。	不定期	1—2 天
定检	1. 励磁系统各设备装置的外形检查。 2. 励磁系统各设备外部清洁卫生。 3. 励磁系统各装置电源保险检查。 4. EXC9000 装置通道切换试验。 5. EXC9000 装置模拟量输入检查。 6. EXC9000 装置操作回路及信号回路检查。 7. EXC9000 装置/单元检查试验。	C 级检修	8—15 天
全检	1. 包含定检的所有项目。 2. 对励磁系统各装置的内部器件进行清扫。 3. 晶闸管元件、非线性电阻、灭磁开关的检查。 4. 接触器和中间继电器的检查。 5. 各装置的电源系统的全面检查。	A、B 级检修	A 级检修 40 天 B 级检修 35 天

7. 维护时间表:

序号	项目	每三个月一次	每年一次
励磁变压器			
1	励磁变压器	检查外表灰尘，污垢等。不正常噪音。	检查外表灰尘，污垢，不正常噪音。
整流柜			
2	风机	检查灰尘、污垢等，正常的风力、不正常的噪音。	检查灰尘、污垢等，正常的风力、不正常的噪音。
3	散热器，空气过滤器	检查灰尘、污垢，运行中的温度等。	检查灰尘、污垢，运行中的温度等。
4	可控硅		检查所有可控硅的触发回路。
灭磁柜			
5	灭磁开关		检查动作电压等。
6	跨接器	检查灰尘，污垢等。	检查灰尘，污垢等。
7	灭磁电阻	检查灰尘，污垢等。	检查灰尘，污垢等，熔断器是否完好（仅限非线性电阻灭磁）。
调节柜			
8	印制线路板		检查灰尘，污垢等。
9	功能检查	通道切换（备用通道短时运行后应切回主通道运行）	检查故障切换功能。

8 故障处理

8.1 故障处理条件:

如果更换装置中器件, 则必须切断励磁的所有电源及与外界的电连接, 以保证人身及设备的安全。带电插拔器件一般是被禁止的。

一些对静电感应敏感的器件如CMOS件器, 如果受到静电放电, 则极易损坏, 应避免碰及, 更换此类器件或装此类器件的线路板时, 首先应关断电源, 操作时手腕最好带上防静电用的护套。

紧急情况下, 在操作前可用手先触摸不带柜体中的不带油漆的金属部分, 以减小手中静电对器件的

损坏危险。

被更换器件，最好由广科擎天公司提供，所有备件都已在工厂检测，可以直接替换原被换件，不必进行跳线及设置等。

在大部分情况下，励磁系统的各正常功能都由励磁故障监测系统在持续地监测着，这些功能一旦发生故障，监测系统会发出报警信号，并给出故障信息。相应的故障处理参见下面的故障处理中描述的方法进行。

8.2 励磁系统故障及异常信息表

8.2.1 PT故障

调节器发“PT故障”信号是指A通道用的1PT或B通道用的2PT有故障。这时，显示屏会弹出故障报警画面并闪烁报警，励磁系统也将向监控系统发出对应的“PT故障”输出接点信号。当故障发生在当前运行通道时，调节器会自动切换到备用通道运行。

PT故障一般都由PT三相不平衡引起的。若是A通道的PT故障，则首先检查调节柜对外接线端子排上输入的1PT的三相电压是否平衡，若不平衡则故障出在励磁柜外，这时应检查1PT的高压侧保险是否完好或各接线端子上的接线是否接触良好，没有松动；若三相电压平衡则说明故障在励磁柜内，这时应检查1PT信号的内部接线是否接触良好，或检查采集1PT信号的模拟量测量模块是否损坏。

B通道发生PT故障的处理方法与A通道类似，只需按照上述方法对应检查2PT电压信号即可。

8.2.2 交流电源消失：

“交流电源消失”是指用于机旁电源供电回路的交流接触器不带电，即机旁电源消失。交流电源为励磁系统的照明灯、加热器、风机等提供电源，由于功率柜停风机运行有一定的时间限制。所以厂用电消失后，虽然励磁调节器仍能正常工作，但还是应该尽快处理。

发生“交流电源消失”故障时，显示屏会弹出故障报警画面并闪烁报警。

发“交流电源消失”故障时，首先应检查机旁电源供电回路的交流断路器是否全部合上，如果合上故障仍然存在则应检查机旁电源是否送到励磁屏。

8.2.3 直流电源消失：

“直流电源消失”是指直流220V操作电源故障。发电机并在网上时，直流电源消失后虽然励磁系统仍能正常运行，但此时已不能对灭磁开关进行操作，所以必须尽快地处理。

发“直流电源消失”故障信号时，显示屏会弹出故障报警画面并闪烁报警。若直流220V操作电源确实消失，这时“24V电源故障”也会显示。这是由于24V（II）段电源是由直流220V操作电源提供的。

发生“直流电源消失”故障时，首先应检查接入电源回路的熔丝的对外接线端是否有220V直流电压，若没有便是励磁柜外的原因。若有，则应先检查该两个熔丝是否完好。若完好则应参照图纸检查直流操作电源监视继电器是否出现故障；若其动作线圈损坏或对应接点粘连，也会发出“直流电源消失”信号。若熔丝熔断，则应更换小熔丝（更换前，应确保励磁系统操作回路无短路现象）。

8.2.4 过压保护动作：

“过压保护动作”是指转子过电压保护动作。转子过电压保护动作包括正向过电压保护动作和反向过电压保护动作。

过压保护动作时，显示屏会闪烁报警。

过压保护装置主要是通过ZNO来吸收各种情况下转子上可能产生的正、反向过电压。每次出现“过压保护”信号后，须检查ZNO电阻上串联的熔断器，若熔断指示点已弹出则应更换，并检查与其串联的ZNO电阻是否完好。为了准确记录过压保护动作次数，计数器不能被随意清零。

8.2.5 逆变灭磁失败：

“逆变灭磁失败”是指发电机在解列的情况下，励磁装置在接收到停机令后，10秒内，机端电压还大于10%的额定机端电压。

调节器在发“逆变灭磁失败”的同时，会发出信号去跳灭磁开关灭磁。

8.2.6 起励失败：

“起励失败”是指从自动起励开始，十秒钟内机端电压还小于10%的额定机端电压。此时调节器便发“起励失败”信号。

发“起励失败”信号时应首先检查调节器在起励前是否处于正常的准备开机状态，如功率柜交流刀闸、灭磁开关、PT高压侧刀闸、起励电源开关均合上。而且无停机信号。（此时也可以重新给调节器上一次电，重新预置。）然后再检查是否有起励电源，PT保险是否熔断，PT回路的接线是否松动。如果

这些都正常，则另换一个通道起励，如果可以正常起励则说明是调节器通道内的原因。如果也不能正常起励则应该检查起励回路、脉冲公共回路、可控硅整流器、转子回路是否有接地或短路等。

若调节器没有发出“起励失败”命令，但机组仍无法自动起励，可在励磁盘近方起励或远方人工起励。无法自动起励的原因请检查“机组95%转速令”及“投励磁令”信号是否正常送入励磁盘，上述信号接点是否有抖动等。

若远方近方均不能人工起励，应检查机组频率是否没有达到45HZ以上。

若励磁装置已有励磁电流输入发电机励磁绕组，但机组仍不能建压成功，则应考虑是否存在机组起励电流不够的问题，可以适当调节起励限流电阻，加大起励电流进行试验和检查。

8.2.7 灭磁开关误分：

“灭磁开关误分”是指发电机在并网的情况下，因为人为误操作或灭磁开关分闸系统误启动将灭磁开关跳开，励磁系统将自动检测到此故障信号，并输出接点信号驱动发电机保护装置跳开机端出口断路器，将机组解列。这时，显示屏会弹出故障报警画面并闪烁报警，励磁系统也将向监控系统发出对应的“灭磁开关误分”输出接点信号。

此故障一般均为误操作引起，在排除人为误分灭磁开关的可能后，应着重检查远方的灭磁开关分闸命令是否有误动作。

也存在励磁装置自身检测的灭磁开关位置接点产生误动或接触不良，造成励磁装置错误判断的可能；此时应检查对应灭磁开关辅助接点。

8.2.8 过励保护：

“过励保护”是指励磁电流超过了额定励磁电流的2到3倍，这种情况比较严重，它很可能是转子短路或励磁失控引起的。过励保护动作时，励磁装置会同时发出命令给发电机保护装置，发电机保护装置再来跳发电机断路器和灭磁开关。

过励保护的動作值一般设定为额定励磁电流的2到3倍，准确数据请查阅出厂试验报告。

发生“过励保护”时，应对转子回路和励磁系统全面的检查。首先应确认转子回路有无短路现象，功率柜可控硅和快熔、灭磁柜非线性电阻和快熔是否损坏。然后再利用小电流实验看励磁系统是否工作正常，开机之前还应该着重检查PT、励磁变副边CT、励磁变副边的同步变，以确认回路和相位正常。若不能找出故障原因就不要轻易开机起励。

8.2.9 A(B)通道调节器故障：

“A(B)通道调节器故障”是指A(B)通道的调节器有硬件故障、软件故障。这时显示屏会闪烁报警，当运行通道发生此故障时，调节器会自动切换到备用通道运行。

如果是由于干扰等引起的软件故障，则可尝试关闭调节器电源或复位一次，看故障是否消失。

8.2.10 A(B)通道脉冲故障：

“脉冲故障”是指A(B)通道的脉冲在送出A(B)通道抽屉之前已发生了故障。当运行通道发生此故障时，调节器会自动切换到备用通道运行。

如果“A(B)通道脉冲故障”信号一直存在，则可能无同步信号。

8.2.11 A(B)通道检测系统故障：

“A(B)通道检测系统故障”是指A(B)通道用于故障检测的单片机有故障。A、B通道的单片机是通过L.O.U（现地操作单元）来监测的。当单片机发生故障时并不影响调节器的运行。显示屏报警画面会显示“A(B)通道检测系统故障”并闪烁报警。

发生“A(B)通道检测系统故障”时，励磁系统仅发告警信号，不会进行任何自动切换操作。是否将发生检测系统故障的通道退出运行或备用状态，可根据实际需要人工操作。

8.2.12 A(B)通道调节器电源故障：

“A(B)通道调节器电源故障”指的是A或B通道内调节器的+12V和+5V电源故障。此时显示屏显示的是“A(B)通道调节器电源故障”。

当前运行通道发生此故障时，调节器会自动切换到备用通道运行。

发生“电源故障”时首先应检查电源开关是否合上、电源模块输出是否正常。

8.2.13 C通道故障：

“C通道故障”指的是C通道触发模块故障、单片机故障或电源故障。显示屏显示“C通道故障”并闪烁报警。

8.2.14 24V(I)段故障：

24V(I)段故障是指由同步变提供的24V电源有故障。此时显示屏显示“24V电源故障”并闪

烁报警。

24V(I)段故障主要是查对应的开关电源模块的输入输出，以确定电源模块是否损坏，然后再作相应的处理。

8.2.15 24V(II)段故障：

24V(II)段故障是指由直流220V操作电源提供的24V电源有故障。此时显示屏显示“24V电源故障”并闪烁报警。

24V(II)段故障主要是查对应的开关电源模块的输入输出，以确定电源模块是否损坏，然后再作相应的处理。

8.2.16 通讯故障：

励磁装置的通讯故障主要指励磁装置的各智能单元与L.O.U或IPC之间的通讯产生故障，主要包括以下内容：“A套调节器通讯故障”、“B套调节器通讯故障”、“1号（2号）功率柜通讯故障”、“灭磁柜通讯故障”、“智能I/O板通讯故障”等。当故障出现时，智能显示屏上将有对应的“通讯故障”字样闪烁报警。如发生与A套调节器的通讯故障，智能显示屏上将出现“CHA站故障”的告警信号。

通讯故障一般是受到外界的电磁干扰所致，经过重新上电复位后即可恢复。若是单元之间的引线松动或接口损坏造成的，则应检查相应的通讯引线是否连接好，然后再检查相应的接口模块是否工作正常。

8.2.17 同步故障：

以下三个条件同时满足时，发同步故障：

- 1、同步电压比机端电压（标么值）低15%；
- 2、机端电压大于40%；
- 3、同步电压大于20%。

8.2.18 低励磁电流：

定子电流大于10%&&励磁电流小于空载励磁电流的20%。

8.2.19 调节器故障：

CPU复位、程序跑飞、DSP出错或者进行模型测试时，闭锁状态指示信号输出，如果此时机端电压大于40%，则发调节器故障。

8.2.20 励磁变副边CT故障：

以下三个条件同时成立时，发电机励磁变副边CT故障：

- 1、机端电压大于80%；
- 2、励磁电流小于10%；
- 3、同步系数不为零。

9. 设备检验：

9.1 修前准备：

9.1.1 文件资料准备：

查阅如下资料分析设备状况：

- 1) 设备技术台帐。
- 2) 缺陷记录。
- 3) 历次试验报告。
- 4) 本次检修施工计划书。

9.1.2 安排合适的工作负责人及工作班成员：

9.1.3 按照下述要求准备工器具及材料：

9.1.4 工作负责人办理工作票。

9.1.5 熟悉 45MW 水轮发电机励磁系统有关图纸，落实检修组织措施和技术措施。

9.2 安全措施：

9.2.1 工作前检查

- 1) 核对安全措施与现场实际是否相符。
- 2) 设备名称是否一致。

9.2.2 组织措施

- 1) 工作负责人召集工作班成员、列队宣读工作票，将安全措施布置情况及安全注意事项向全体工

- 作人员交待清楚，下达开工令；
- 2) 全部工作完毕后，召集工作班成员开班后会，工作负责人对检修过程中的安全、技术情况进行总结并作好检修交待，办理此票工作结束手续；
 - 3) 召集工作班成员开班后会，对此次工作进行全面总结。
- 9.2.3 技术措施及注意事项
- 1) 注意防止走错间隔；
 - 2) 确认机组停机；
 - 3) 临时电源接线必须经过运行值班负责人同意，拉的临时线注意整齐、安全，美观，并保证亮度；
 - 4) 凡运行布置的现场安全措施，检修人员不准随意移动或拆除，如影响工作必须拆除时，通知运行值班负责人，并完工后及时恢复原状；
 - 5) 紧固端子时应注意，不得用力过猛，以防紧坏端子；
 - 6) 需要做试验前，得与检修总负责人、运行负责人以及相关检修负责人联系好。
- 9.2.4 危险点及预控：
- 1) 进入工作现场必须认真佩戴安全帽，穿合适的工作服，衣扣和袖口必须扣好；
 - 2) 工具使用前认真检查，不使用不合格的工具。使用工具时不可用力过猛，防止伤人。
 - 3) 防止走错间隔，作业前认真进行“三对照”；
 - 4) 防止误碰带电设备，工作前看清周围设施，保持与带电设备的距离；
 - 5) 防止工作中造成电压回路短路、电流回路开路，工作中认真核对设备，核对图纸，正确拆接线；
 - 6) 防止设备残余电荷电击，工作前后将检修设备对地放电；
 - 7) 防止接线错误造成短路或开路，拆线时做好标记和记录，接线时认真校对；
- 9.2.5 EXC9000 系统的现场调试的安全注意事项：
- 1) 无论是厂家调试还是维护现场调试，在场调试人员必须是两人以上，并且要求对各外部电源的控制开关非常熟悉，便于意外情况下快速切除危险电源；
 - 2) 在无法确定设备器件是否带电的情况下，严禁用身体的任何接触元器件；
 - 3) 在无法确定需要测量电压等级的情况下，应由专业人员利用专用工具进行测量（比如：现场机组运行时测量励磁变阳极电压，即功率柜刀闸处的电压）；
 - 4) 需要测量电阻或电流时，总是先用万用表直流最大量程档进行测量，确保安全后在更换到对应档位测量，严禁用电流档测电压；
 - 5) 严禁电流互感器开路；
 - 6) 严禁电压互感器短路；
 - 7) 严禁对低压等级器件施加高压等级电压；
 - 8) 严禁在身体绝缘状态不良情况下进行调试工作。
- 9.3 停电：
- 1) 拉开灭磁开关；
 - 2) 拉开励磁调节柜内，同步变压器原边侧熔断器 FU17、FU18、FU19；拉开 A 套工控机 QF03、拉开 B 套工控机 QF04；拉开直流开关 QF63、QF64；
 - 3) 拉开灭磁开关柜内，直流起励开关 QF65；拉开交流 I 段开关 QF61、拉开交流 II 段开关 QF62；
 - 4) 拉开功率柜内，交流刀闸 QS21、QS31；拉开脉冲开关 QF25、QF35；
 - 5) 拉开本机交流分电屏励磁 I 段开关 nJ416；拉开本机交流分电屏励磁 II 段开关 nJ417；（n 为 1、2、3）
 - 6) 拉开本机直流分电屏起励开关 nJ320ZK；拉开励磁装置#1 控制电源开关 nJ308ZK、励磁装置#2 控制电源开关 nJ310ZK；（n 为 1、2、3）
- 9.4 检验项目：（W 为一般检查点，H 为停工待检点）
- 9.4.1 装置/单元检查试验：
- 1) 按“励磁系统设计图纸”检查接线，确保接线正确。（W）
 - 2) 非线性电阻及过压保护装置特性复核试验。（H）检查记录表见附表 11.1。
 氧化锌阀片绝缘检查：用 2500V 摇表测阀片两端绝缘电阻均大于 $2M\Omega$ 。
 氧化锌阀片漏电流测试：（加 500V 电压，测试支路漏电流小于 $50\mu A$ 合格）
- 9.4.2 操作回路及信号回路检查：
- 1) 风机电源回路检查：（W）检查记录表见附表 11.2。

测量厂用电 I 段、厂用电 II 段三相电压 $380V \pm 15\%$;

2) 控制电源回路检查: (W) 检查记录表见附表 11.3。

测量直流 601、602 回路之间电压应为 $220V \pm 10\%$; 测量 24VDC 电源分别在交、直流供电下的电压应在 $24V \pm 10\%$; 测量调节器电源 A、B 通道应为 $+5V \pm 10\%$ 、 $\pm 12V \pm 10\%$;

3) 电源切换试验: (W) 检查记录表见附表 11.4。

A. 断开交流 220V 电源: 装置是否能正常工作;

B. 断开直流 220V 电源: 装置是否能正常工作;

4) 起励操作: (H)

A. 近方手动;

B. 远方手动;

C. 自动起励;

D. 残压起励未投, 分别在手、自动方式下起励至预定值, 起励 10 秒后未能建压, 起励自动中断, 对外发“起励失败”信号。

E. 残压起励投入, 分别在手、自动方式下起励至预定值起励 10 秒后未能建压, 自动投辅助电源, 5 秒后起励自动中断, 对外发“起励失败”信号。

F. 起励极性检查。

5) 风机操作: (W)

A. 手动开、停风机

B. 自动开、停风机

C. 风机转向检查(抽风方向)

D. 厂用电切换

E. 风机运行状态信号指示检查。

6) 灭磁开关操作: (H)

A. 近方手动分、合闸;

B. 远方操作分、合闸;

C. 模拟事故和逆变失败分闸;

D. 灭磁开关状态信号指示;

E. 灭磁开关触头一致性和可靠性;

F. 分/合过程的同步性和协调性。

7) 照明灯和加热器检查: (W)

8) 回路电阻测试: (W) 检查记录表见附表 11.5。

用 500V 摇表测量 601、602 回路对地绝缘应在 $50M\Omega$ 以上; R601、R602 回路对地绝缘 $10M\Omega$ 以上。

9) 励磁系统输入/输出信号检查: (H) 检查记录表见附表 11.6。11.7。

模拟现场开关量输入, 并模拟送出调节装置开出量, 分别校验调节装置及开关量回路。开关量输入端子上模拟开关量闭合信号(增磁、减磁、开机令、停机令、油开关动作、功率柜故障), 观察触摸屏显示是否正确。检测 A、B 套正常切换动作是否正确; 模拟 A、B 套调节器故障信号, 观察中控室信号显示是否正确。

10) 模拟量测量校验: (W)

误差控制在 0.3% 之内, 并尽量使 A/B 套偏差方向相同:

A. 在发电机励磁调节器 PT 端子上输入额定 PT 电压值 (100V), 修正电压系数值 KUGX 使显示的 UF 值为额定值。

B. 定子 CT 端子上输入发电机额定负载 CT 电流 修正电压系数值 KIGX 使显示的电流值为额定值。

C. 定子 PT 电压与定子 CT 电流相位角为额定相位角, 修正功率系数值 KPOW 值使显示的发电机有功、无功值为额定值。

9.4.3 开环试验: (H)

用调压器或程控电源模拟 PT 二次电压。

用调压器代替整流变给整流桥供电, 同时代替同步信号输入, 用电阻 (50 欧, 1000W 左右的电炉或电阻器) 做整流桥负载。

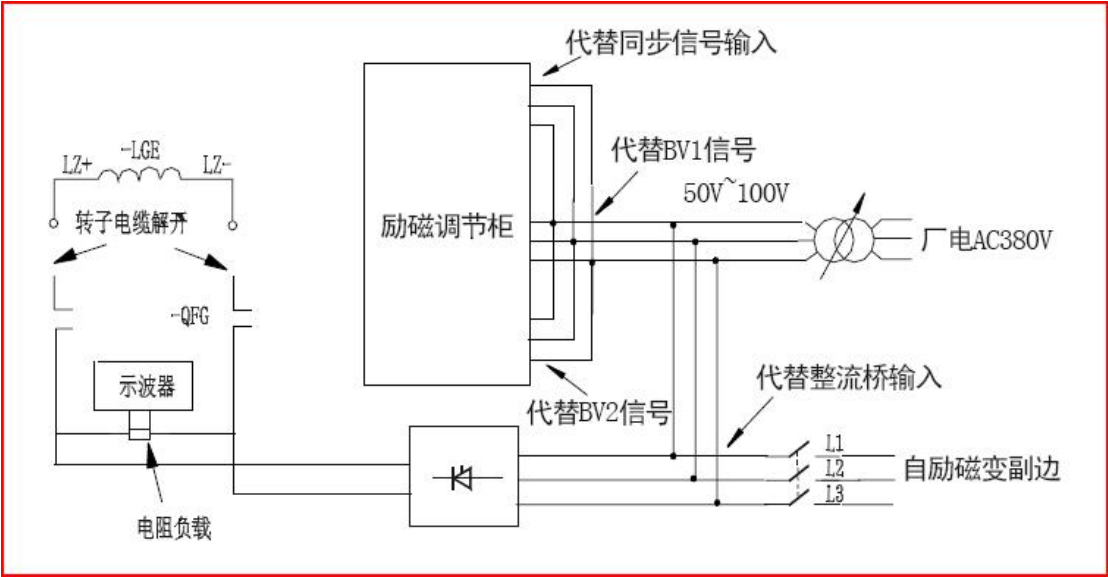
1) 记录 A、B 通道 I/O 模板 DO6 点 10% 电压指示灯亮时对应的实际动作值, 灯灭时返回值: 动作

- 值 $U_{pt}=$ 返回值 $U_{pt}=$
- 2) 记录 A、B 通道 I/O 模板 D07 点 40% 电压指示灯亮时对应的实际动作值，灯灭时返回值： 动作值 $U_{pt}=$ 返回值 $U_{pt}=$
- 3) 给定值预置：
- 上电后，默认按正常预置值升压。如果已选择“零起升压”功能投入，则进入人机界面“其它设置”画面，选择“零起升压”功能退出。检查人机界面显示的“电压预置值”为 100%。

电压预置值可以由通过调试软件参数整定中 DATA[20] 进行修改。

A通道预置	B 通道预置	C 通道预置

- 4) 自动调节特性检查：
- 不改变给定，A、B 通道控制信号应能随 PT 电压的上升而上升，随 PT 电压的下降而下降；C 通道反馈信号为励磁电流，其控制信号不随 PT 电压的变化而变化。
- 不改变 PT 电压，增磁时，控制信号下降， α 角下降；减磁时，控制信号上升， α 角上升。
- 5) 试验接线：



- 6) 小电流开环试验：
- 开环试验过程：励磁调节器各按钮处于运行位置，分别在 A、B、C 三个通道进行开环小电流试验，在 A、B 通道分别调节增减、按钮可从示波器上观察到励磁输出波形，可控硅的输出波形正常时，输出波形为对称不缺相的六波头，且随给定大小变化（按增磁或减磁）波形从最小到最大平滑变化，不失控。
- 小电流开环试验可以根据可控硅的输出波形测试判断可控硅的好坏。
- 7) 自动切换试验：
- 调节器运行于 A 通道，分别模拟以下故障，应能自动切换到 B 通道或 C 通道。
- A. PT 断相；
 - B. 电源故障：指微机通道 5V 电源；
 - C. 调节器故障：
- 调节器运行于 B 通道时分别模拟以上故障，应能自动切换到 C 通道。
- 8) C 通道检查试验：
- 短接 C 通道控制板 JP1，C 通道运行，观察整流桥输出波形，增减磁操作应能使整流桥输出波形对称和连续可调。
- 试验完成，取出 C 通道控制板 JP1 上的跳线码。

9.4.4 空载闭环试验：（H）

- 1) 零起升压：检查记录表见附表 11.8。
- 上电后，默认“零起升压”功能退出。
- 进入人机界面“其它设置”画面，选择“零起升压”功能投入。检查人机界面显示的“电压

预置值”为10%。

建压后，可以通过增减磁按钮调节机端电压。

2) 调节范围检查：检查记录表见附表 11.9。

分别在 A、B 通道运行下对机端电压调节范围应在机端电压上限 110%额定电压，下限 70%额定电压。

C 通道为机端电压上限 110%额定电压，下限 10%额定电压。

3) 预置值起励：检查记录表见附表 11.10。

A、B 通道“正常”位置分别起励一次，均能按“预置值”建立机端电压。启励后电压超调量 < 10%，振荡次数 < 5 次，调节时间 < 5 秒。

4) 逆变试验：检查记录表见附表 11.11。

分别在三个通道运行，发电机在 100%电压时，并录波检查手动逆变和自动逆变是否正常。

5) 模拟远控操作：

检查中控室起励、增磁、减磁、逆变是否正常，各种状态信号指示是否正常。各通道工作、切换是否正常。

6) V/f 限制特性：检查记录表见附表 11.12。

自动通道的 V/f 限制值整定在 115%额定值，当频率低于 45Hz 时，调节器自动逆变，相应的开出接点动作。

7) 系统电压跟踪：系统电压跟踪投入，机端电压应能自动跟踪系统电压。检查记录表见附表 11.13。

8) 电源消失试验：检查记录表见附表 11.4。

励磁系统在单路电源供电情况下，应能正常工作。分别切除交流、直流输入工作电源控制信号 U_{KA} 、 U_{KB} 、 U_{KC} 大小无变化，机端电压无波动。

9) 过励限制试验：

通过调试软件中修改参数整定 DATA[21]过励限制值，模拟过励限制，检查过励限制动作后的稳定性。记录过励限制整定值，动作时励磁电流值，相应的开出接点动作。

10) 阶跃试验：检查记录表见附表 11.14。

发电机在空载状态，通过触摸屏进行阶跃试验，记录阶跃量，跃前机端电压，测出电压超调量应不大于 10%，振荡次数少于 3 次，调节时间不大于 5 秒。

11) 空载分灭磁开关试验：

模拟逆变不成功，自接受逆变命令起 5 秒后发电机电压未小于 10%额定值，则有逆变保护跳灭磁开关。

油开关合，逆变命令无效。

9.4.5 负载闭环试验：(H)

1) 并网带负荷：检查记录表见附表 11.15。

发电机并网后带不同负荷记录 PT 电压、励磁电流、有功功率、无功功率，各功率柜输出电流，均流系数。

2) 欠励限制试验：检查记录表见附表 11.16。

带不同的有功下调整无功至欠励限制动作值，调节装置欠励限制动作，欠励指示灯亮。欠励过程中，系统运行稳定，进行增励操作，调节器退出欠励限制。

3) 甩负荷试验：检查记录表见附表 11.17。

将机组分别带至 25%、50%、75%、100%额定负荷，跳油开关，发电机机端电压应维持在额定，超调量应不大于 15%，振荡次数应小于 3 次，调节时间小于 5 秒，录波。

9.4.6 特殊试验：

9.4.6.1 发电机短路试验

发电机组的短路干燥和短路特性试验实际上不属于励磁系统的试验范围，一般情况下都是采用可调压的整流电源为发电机提供励磁电源的方式进行的。但随着近年来发电机组容量的不断增大，可调压整流电源已无法满足发电机短路试验的要求，这就需要利用励磁系统来进行短路试验。由于发电机端已经短路，故励磁系统的励磁电源需要采用它励方式供电，有以下 2 种模式：

(1) 系统倒送电后，由励磁变压器供电模式；

(2) 通过厂用电接入励磁电源：通过 10kV 母线向励磁变压器供电模式，或采用厂用试验变压器代替励磁变压器供电模式。

严重警告：在短路试验时必须将调节器的“残压起励”、“系统电压跟踪”以及“通道跟踪”功能退出，并断开起励电源开关，同时严禁操作起励按键和进行通道切换，以防止励磁系统出现误强励等异常工况。

正式试验前，一定要先检查励磁电源的相序，确保是正相序。

某水电站采用的是通过 10kV 母线向励磁变压器供电模式。

9.4.6.1.1 采用厂用电给励磁装置整流桥供电

此方式下：可以在发电机出口任意设定短路点，不需要解开机端母排，发电机并网开关不闭合，不从电网倒送电，励磁变和机端 PT 均不带电。

通过 10kV 母线向励磁变压器供电时，需要解开励磁变压器高压侧至机端的电缆，再把励磁变高压侧通过电缆接入 10kV 母线。

采用厂用试验变压器代替励磁变压器供电模式时，需要将励磁变低压侧输出到励磁整流桥的母线或电缆拆除，将试验变压器低压侧输出的交流电缆接入整流桥。

此模式下的试验时，需要给调节器一个 10% 机端电压信号（R631 信号），调节器才能正常工作；

9.4.6.1.2 R631 信号可以采取下列两种模式获得：

（1）将调节柜开关量总线板（AP3 板）的 X2 端子排的 8 脚（R631）和 4 脚（R602）短接，则调节器即可接收到开机令信号，可以进入运行工况。此时 A/B/C 三个通道均可试验，其余的试验步骤同上述的第一种接线方式下的试验步骤完全一致。

（2）A/B 调节器与调试软件相连后，通过调试软件使得 A/B 调节器进入“恒控制角模式”，再发出“强制开机”命令使 A/B 调节器工作，与调试电脑连接的该调节器接收到命令后，即可进入运行工况，其余的试验步骤同上述的第一种接线方式下的试验步骤完全一致。

注：通过上述方式获得的 R631 信号对 A/B/C 三个通道都起作用，试验过程中不要进行通道切换操作，最好把三个通道都设为恒控制角模式。

9.4.6.1.3 正式试验前，一定要先检查励磁电源的相序和调节器工作正常。检查方法如下：

（1）灭磁开关分闸，将输入到调节器的“分闸切脉冲”信号解除（断开调节柜开关量板 AP3 的 AP3-X2:10 端子接线）；

（2）在灭磁开关输入端并接一电炉或者电阻性负载（阻值约为 50 Ω，功率 2KW 左右。注：先接入电阻负载进行试验，目的是验证调节器和整流器的控制是否正常。），并接好示波器探头，准备观察整流桥输出电压波形。

（3）机组处于停机状态，励磁调节器断电，送上励磁电源，测量励磁功率柜整流桥输入电源的相序，并确定为正相序。

（4）断开励磁电源，励磁调节器重新上电，通过调节器显示屏上将 A/B 通道调节器均设为“恒励磁调节”模式，模拟量总线板上 C 通道调节器的 JP1 跳线器短接，将 C 通道设为“恒控制角调节”模式；

（5）调节器切换到 C 通道运行；

（6）重新送上励磁电源；

（7）给上 R631 信号，C 套调节器将开始正常工作，并输出脉冲信号，此时由于 C 通道给定信号处于下限位置，励磁电压输出为零；

（8）操作调节柜上的增磁按钮，增加 C 通道给定信号，C 通道控制信号也将随之减小，整流桥的输出电压也将逐渐增大，观察该电压波形在此过程中是否平稳，有无突变现象。

（9）操作调节柜上的减磁按钮，减小 C 通道给定信号，C 通道控制信号也将随之增大，整流桥的输出电压也将逐渐减小，观察该电压波形在此过程中是否平稳，有无突变现象。

（10）当输出电压最大时，将调节柜上的“整流/逆变”旋钮置于“逆变”位置，输出电压应很快下降至零，确认是否正常。

（11）上述试验步骤完成后，则可以确定调节器和整流器工作正常，断开励磁电源，将灭磁开关闭合，“分闸切脉冲”信号线恢复正常。

9.4.6.1.4 短路试验步骤如下：

（1）机组开机至额定转速，确定“残压起励”、“系统电压跟踪”以及“通道跟踪”功能退出，断开起励电源开关，确定模拟量总线板上 C 通道调节器的 JP1 跳线码已短接；

（2）调节器上电并切换到 C 通道运行；

（3）送上励磁电源。

(4) 给上 R631 信号, 调节器开始正常工作, 并输出脉冲信号。操作调节柜上的增磁按钮, 整流桥的输出电压也将逐渐增大, 转子电流逐渐增大, 发电机定子短路电流也逐渐增大。观察调节器的转子电流测量是否正常。然后配合发电机组试验部门, 完成机组的短路试验。

(5) 试验完毕后, 将 A/B 通道重新设置为“自动方式”, C 通道 JP1 跳线器拆除。

9.4.6.2 发电机带主变零起升压 (也叫递升加压):

发电机带主变零起升压试验实际上不属于励磁系统的试验范围, 试验可以采用它励和自并励的方式。

注意: 发电机带主变零起升压, 必须将励磁调节柜对外端子排上的“并网令”解除 (一般是断开端子排 X100:3 端子。); 将“残压起励”退出, 投入“零起升压”, 起励电源开关必须投入, “通道跟踪”投入, “系统电压跟踪”退出。

当处于“零起升压投”状态有效时, A/B 通道的给定电压预制值为 10%, 当处于“零起升压投”状态无效时, A/B 通道的给定电压预制值为 97%, 当 C 通道预置正常时, 预制值为其电流调节的下限值。

因为调节器设置了防止增减磁接点粘连功能, 在进行远方或者近方的增减磁操作时, 指令连续接通时间不得超过 4 秒, 否则该指令将无效。

零起升压时, 若发电机组残压较高, 大于 5~10V, 则可以采用残压起励; 若残压较低, 则可以直接采用辅助电源起励。

10 附录:

10.1 励磁系统故障及异常信息表:

序号	名称	动作条件	对应状态	可能的原因、检查及处理
1.	起励失败	励磁系统在接收到开机令或起励命令后在起励时限内机端电压仍低于10%额定值。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“起励失败”。 (2) 智能IO板的“起励失败”输出接点将接通。 (3) 调节器将停止输出触发脉冲。	(1) 检查灭磁开关是否闭合。 (2) 检查是否有近方/远方逆变命令投入。 (3) 检查功率柜的交直流侧开关是否断开。 (4) 检查所有功率柜的脉冲投切开关是否在“ON”位。 (5) 检查同步变压器原边的熔断器是否断开。 (6) 检查励磁变原、副边隔离开关是否断开。 (7) 检查转子回路是否开路。 (8) 检查起励电源是否投入、起励电源开关是否闭合。 (9) 检查起励时起励接触器是否动作。 (10) 起励电阻或起励二极管开路。 (11) 调节器没有接收到起励命令: 开机令来, 调节器I/O板的第9号开关量输入指示灯未亮。
2.	逆变失败	在机组空载时(无并网令, 定子电流小于10%), 逆变令(停机令)接通10秒后机端电压仍大于10%。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“逆变失败”。 (2) 智能IO板的“逆变失败”输出接点将接通。 (3) 调节器将驱动逆变失败继电器K03分断灭磁开关。	(1) 检查停机后机端PT回路是否仍有电压。 (2) 检查调节器逆变信号是否正常, 观察点: 逆变令来时, 调节器I/O板的第10号开关量输入指示灯未亮。
3.	1PT	(1) A 通道同步系	(1) 调节柜显示屏故障显示	(1) 检查机端1PT电压是否

	故障	数为0时:A通道机端电压$>10\%U_n$ 且 1PT 某相电压测量值低于三相平均值的83%。 (2) A 通道同步系数不为0 时: A通道同步电压$>20\%$额定值且同步电压$>1PT$机端电压测量值$+10\%U_n$。	画面将显示“A套PT故障”。 (2)智能IO 板的“1PT 故障”输出接点将接通。 (3)A通道将由自动方式转为手动方式。 (4)A通道自动切换到备用通道运行。	正常。 (2) 观察调节器显示屏上A通道测量电压是否正常。 (3) 用调试软件观察 A 通道同步电压是否正常。
4.	2PT故障	(1) B 通道同步系数为0时:B通道机端电压$>10\%U_n$ 且 2PT 某相电压测量值低于三相平均值的83%。 (2) B 通道同步系数不为0 时: B通道同步电压$>20\%$额定值且同步电压$>2PT$机端电压测量值$+10\%U_n$。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“B套PT故障”。 (2)智能IO 板的“2PT 故障”输出接点将接通。 (3)B通道将由自动方式转为手动方式。 (4)B通道将切换到C通道运行或备用。	(1) 检查机端2PT电压是否正常; (2) 观察调节器显示屏上B通道测量电压是否正常; (3) 用调试软件观察 B 通道同步电压是否正常。
5.	A套检测系统故障	A 通道故障监测芯片出现硬件或软件故障,不能正常工作。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“A套检测系统故障”。 (2) 智能IO 板的“A 套检测系统故障”输出接点将接通。	(1) 开关量板上A通道故障监测芯片U18的复位端1脚一直保持为高电平(4.5V以上)。需要更换C17电容。 (2) 更换开关量板上晶振XT3。 (3) 更换开关量板上 U18 程序芯片。
6.	B套检测系统故障	B 通道故障监测芯片出现硬件或软件故障或电源故障,不能正常工作。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“B套检测系统故障”。 (2) 智能IO 板的“B 套检测系统故障”输出接点将接通。	(1) 开关量板上B通道故障监测芯片U19的复位端1脚一直保持为高电平(4.5V以上)。需要更换C16电容。 (2) 更换开关量板上晶振XT2。 (3) 更换开关量板上 U19 程序芯片。
7.	C套调节器故障	有开机令时: (1) C 通道的控制芯片出现硬件或软件故障或电源故障,不能正常工作。(2) C 通道同步信号故障。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“C套调节器故障”。 (2) 智能IO 板的“C 套调节器故障”输出接点将接通。	(1) 检查C通道的同步电压信号是否正常。 (2) 模拟量板上C 通道程序芯片U6 的复位端1脚一直保持为高电平(4.5V 以上)。可能是光耦U3虚焊。 (3) 更换晶振 XTAL 或更换 C 通道程序芯片。
8.	A套电源	A 通道开关电源+5V 电压输出异常	(1) 调节柜显示屏故障显示画面	(1) 测量开关量板X4:1端子对X4:3端子的电压是否正常

	故障	(消失, 小于 4.75V 或者大于 5.25V 。) 或 +12V 电压消失。	将显示“ A套电源故障 ”。 (2) 智能IO 板的“ A 套电源故障 ”输出接点将接通。 (3) A 调节器将自动切换到备用通道运行。	(小于 4.75V 或者大于 5.25V 。) (2) 测量开关量板 X4:4 端子对 X4:3 端子的电压是否消失(应为 +12V 电源电压。) (3) 检查 A 通道微机开关电源的 +5V 和 +12V 输出电压是否正常。
9.	B套电源故障	B 通道开关电源 +5V 电压输出异常 (消失, 小于 4.75V 或者大于 5.25V 。) 或 +12V 电压消失。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“ B套电源故障 ”。 (2) 智能IO 板的“ B 套电源故障 ”输出接点将接通。 (3) B 调节器将自动切换到 C 通道备用/运行。	(1) 测量开关量板 X4:9 端子对 X4:10 端子的电压是否正常(小于 4.75V 或者大于 5.25V 。) (2)测量开关量板 X4:13 端子对 X4:10 端子的电压是否消失(应为 +12V 电源电压。) (3) 检查 B 通道微机开关电源的 +5V 和 +12V 输出电压是否正常。
10.	A套调节器故障	有 R632 信号(机端电压大于 40%)时, A 通道调节器硬件或者软件故障,看门狗动作。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“ A套调节器故障 ”。 (2) 智能IO 板的“ A 套调节器故障 ”输出接点将接通。 (3) A 调节器自动切换到备用通道运行。	(1) 复位 A 通道 CPU 板。 (2) A 通道 CPU 板故障,需更换。 (3) A 通道 DSP 板故障,需更换。
11.	B套调节器故障	有 R632 信号(机端电压大于 40%)时, B 通道调节器硬件或者软件故障,看门狗动作。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“ B套调节器故障 ”。 (2) 智能IO 板的“ B 套调节器故障 ”输出接点将接通。 (3) B 调节器将自动切换到 C 通道运行/备用。	(1) 复位 B 通道 CPU 板。 (2) B 通道 CPU 板故障,需更换。 (3) B 通道 DSP 板故障,需更换。
12.	A套脉冲故障	开关量板上 A 通道故障检测芯片检测到 A 通道运行时输出的六相脉冲任一相或多相丢失。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“ A套脉冲故障 ”。 (2) 智能IO 板的“ 脉冲故障 ”输出接点将接通。 (3) A 通道自动切换到备用通道运行。	(1) 检查 A 通道的同步信号是否正常。 (2) 开关量板上 A 通道脉冲产生单片机故障或停止工作。更换脉冲单片机程序芯片、或更换晶振或更换上电复位电容。 (3) 检查开关量板上 A 通道脉冲输出三极管是否损坏。
13.	B套脉冲故障	开关量板上 B 通道故障检测芯片检测到 B 通道运行时输出的六相脉冲任一相或多相丢失。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“ B套脉冲故障 ”。 (2) 智能IO 板的“ 脉冲故障 ”输出接点将接通。 (3) B 通道自动切换到 C 通道运行。	(1) 检查 B 通道的同步信号是否正常。 (2) 开关量板上 B 通道脉冲产生单片机故障或止工作。更换脉冲单片机程序芯片、或更换晶振或更换上电复位电容。 (3) 检查开关量板上 B 通道

				脉冲输出三极管是否损坏。
14.	24V 电源 I 段 故障	机端电压>80%额定值，同时调节器的I路24V电源消失。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“24VDC I段消失”。 (2) 智能IO 板的“24VDC I段故障”输出接点将接通。	(1) 检查I路24V开关电源的输入端电压是否正常。 (2) 检查同步及自用电源变压器的副边绕组输出是否正常。 (3) 检查I路24V开关电源的24V输出电压是否正常。可能是开关电源故障，需要更换。
15.	24V 电源 II段 故障	机端电压>80%额定值，同时调节器的II路24V电源电压消失。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“24VDC II段消失”。 (2) 智能IO板的“24VDC II段故障”输出接点将接通。	(1) 检查II路24V 开关电源的输入端电压是否正常。 (2) 检查II路24V开关电源的24V输出电压是否正常。可能是开关电源故障，需要更换。
16.	交流 电源 消失	厂用交流电 I 段、II 段均消失。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“交流电源消失”。 (2) 智能IO 板的“交流电源消失”输出接点将接通。	(1) 检查两路厂用交流电源断路器是否闭合。 (2) 检查与交流断路器对应的交流接触器是否动作。 (3) 检查外部厂用电源是否正常输入。
17.	直流 电源 消失	(1) 直流电源I段消失。 (2) 直流II段电源消失。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“直流电源消失”。 (2) 智能IO 板的“直流电源消失”输出接点将接通。	(1) 在对外接线端子上检查外部输入直流控制电源是否正常。 (2) 检查该直流电源回路的断路器或熔断器是否正常。
18.	灭磁 开关 误分	有并网令，同时灭磁开关处于分闸状态	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“灭磁开关误分”。 (2) 智能IO 板的“灭磁开关误分”输出接点将接通。	(1) 检查发电机出口断路器是否应该处于合闸状态。 (2) 检查灭磁开关是否应该在分闸位置。
19.	过励 保护	调节器模拟量板上测到的励磁电流大于励磁系统的过励保护设定值。	(1) 调节柜故障显示屏显示画面将显示“过励保护”。 (2) 智能IO 板的“过励保护”输出接点将接通。 (3) 励磁系统过励保护继电器K04 将动作，输出接点发信号或停机。	(1) 检查转子回路有无短路。 (2) 检查功率柜内有无短路。
20.	转子 过压 保护 动作	(对于非线性电阻灭磁/过压保护) (1) 发电机组异步运行或非全相运行，造成转子回路过电压保护回路动作。 (2) 分灭磁开关灭磁时。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“过压保护动作”。 (2) 智能IO 板的“转子过压保护动作”输出接点将接通。 (3) 灭磁柜智能板显示屏的故障显示画面将显示“过压保护”信号；或者灭磁柜柜门上“过压保护”指示灯点亮。 (4) 调节器将切除-A 相脉冲信号。	(1) 由于某些原因分断灭磁开关灭磁时，属于正确动作。 (2) 发电机组出现异步或非全相运行等异常运行工况时，转子两端出现过电压，属于正确动作。
21.	A套 同步	机端电压>40%，A通道同步电压>20%	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“A套同步故障”	检查 A 通道三相同步电压是否正常。

	故障	但<0.85倍A通道PT电压。“A套同步故障”同时会启动“A套调节器故障”。	和“A套调节器故障”。 (2) 智能IO板的“A套同步故障”和“A套调节器故障”输出接点将接通。 (3) A通道将自动切换到备用通道运行。 (4) 若开关量板上的JP1跳线器接通,则驱动励磁保护继电器K04动作。	
22.	B套同步故障	机端电压>40%, B通道同步电压>20%但<0.85倍B通道PT电压。“B套同步故障”同时会启动“B套调节器故障”。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“B通道故障”和“B套调节器故障”。 (2) 智能IO板的“B套同步故障”和“B套调节器故障”输出接点将接通。 (3) B调节器将自动切换到备用通道运行/备用。 (4) 若开关量板上的JP1跳线器接通,则驱动励磁保护继电器K04动作。	检查B通道三相同步电压是否正常。
23.	低励磁电流	A/B运行通道: 机端电流大于10%, 且励磁电流<20%空载额定励磁电流。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“低励磁电流”。 (2) 智能IO板的“低励磁电流”输出接点将接通。 (3) 若开关量板上的JP1跳线器接通,则驱动励磁保护继电器K04动作。 (4) 本通道才有“低励磁电流”。	调节器运行通道故障或励磁系统故障引起发电机失磁,应监视到发电机无功进相。 处理: 切换至备用通道运行,然后检查调节器是否正常工作。
24.	励磁变CT故障	A/B运行通道: 机端电压>80%,励磁电流<10%额定励磁电流,且同步电压系数不为零。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“励磁变CT故障”。 (2) 智能IO板的“励磁变CT故障”的输出接点将接通。	(1) 检查C通道控制信号是否正常,若励磁变副边CT故障,C通道电流反馈信号将很小,控制信号将始终处于最小值。 (2) 检查励磁变压器副边CT回路是否正常。(注: CT回路可能开路,检查时要注意防止CT开路时产生的高电压危及人身安全。)
25.	CHA站通讯故障	A通道调节器CAN通讯异常。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“CHA站故障”。 (2) 智能IO板的“通讯故障”输出接点将接通。 (3) 调节柜显示屏通讯监测画面“A调节器通讯”灯停止闪烁。	(1) 检查A通道CPU板是否正常工作: 正常情况下,A通道I/O板的DO.4灯亮和DO.8灯闪烁。可能需要更换CPU板。 (2) A通道I/O板故障。需要更换。
26.	CHB站通	B通道调节器CAN通讯异常。	(1) 调节柜显示屏故障显示画面将显示“CHB站故障”。	(1) 检查B通道CPU板是否正常工作: 正常情况下,B通

	讯故障		(2)智能IO板的“通讯故障”输出接点将接通。 (3)调节柜显示屏通讯监测画面“B调节器通讯”灯停止闪烁。	道I/O板的DO.4灯亮和DO.8灯闪烁。可能需要更换CPU板。 (2)B通道I/O板故障。需要更换。
27.	1号(2号)整流桥故障	对应常规功率柜,以下任意一个故障发生时: (1)1#功率柜快熔熔断; (2)有开机令时,1#功率柜风机电源消失; (3)1#功率柜脉冲板检测到脉冲故障。	(1)智能IO板的“1号(2号)功率柜故障”输出接点将接通。 (2)调节柜显示屏的故障显示画面将显示“1号(2号)整流桥故障”。 (3)1号(2号)功率柜柜门上将点亮“快熔熔断”或“风机停转”指示灯。	(1)观察1号(2号)功率柜柜门上的“快熔熔断”、“风机停转”指示灯是否点亮。若哪个指示灯点亮,即为该指示灯对应的故障,应检查对应的控制及检测回路。 (2)若1号(2号)功率柜柜门上指示灯正常,则可能为脉冲故障,可将1号(2号)功率柜的脉冲功放板即DK201板更换。

11 附表:

11.1 非线性电阻及过压保护装置特性复核记录表:

支路号	绝缘电阻值 MΩ	漏电流 μA	支路号	绝缘电阻值 MΩ	漏电流 μA
1			9		
2			10		
3			11		
4			12		
5			13		
6			14		
7			15		
8			16		

11.2 风机电源回路检查记录表:

风机电源	U_{AB} (380V±15%)	U_{BC} (380V±15%)	U_{AC} (380V±15%)
厂用电I段			
厂用电II段			

11.3 控制电源回路检查记录表:

项目	直流操作电源	交流隔离变付边电压 (AC)	24VDC电源		调节器电源			
			交流供电	直流供电	A通道		B通道	
设计值	220V	220V	24V	24V	±12V	+5V	±12V	+5V
实测值								

11.4 电源切换试验记录表:

AC开关断, DC开关通	DC开关断, AC开关通
试验结果:	试验结果:

11.5 回路电阻测试记录表:

测试回路	绝缘值
601 回路对地	
602 回路对地	
601`对 602	

R601 对地	
R602 对地	
R601 对 R602	

11.6 开入量检查记录表:

信号名称	试验方法	装置反应	备注
投励磁	短接 X100:2 和 X100:14		
发电机断路器接点信号	短接 X100:3 和 X100:14		
停机令	短接 X100:4 和 X100:14		
增磁	短接 X100:6 和 X100:14		
减磁	短接 X100:9 和 X100:14		
远方起励	短接 X100:12 和 X100:14		
95%转速信号	短接 X100:1 和 X100:14		

11.7 开出量检查记录表:

信号名称	试验方法	监控报出	备注
A 套调节器故障	短接 AP2_X1 的#1、#2 端子		
B 套调节器故障	短接 AP2_X1 的#3、#4 端子		
C 套调节器故障	短接 AP2_X1 的#5、#6 端子		
A 套检测系统故障	短接 AP2_X1 的#7、#8 端子		
B 套检测系统故障	短接 AP2_X1 的#9、#10 端子		
脉冲故障	短接 AP2_X1 的#11、#12 端子		
1PT 故障	短接 AP2_X1 的#13、#14 端子		
2PT 故障	短接 AP2_X1 的#15、#16 端子		
A 套电源故障	短接 AP2_X2 的#1、#2 端子		
B 套电源故障	短接 AP2_X2 的#3、#4 端子		
24V 电源故障	短接 AP2_X2 的#5、#6 端子		
起励失败	短接 AP2_X2 的#7、#8 端子		
通讯故障	短接 AP2_X2 的#9、#10 端子		
同步断相	短接 AP2_X2 的#11、#12 端子		
过励保护动作	短接 AP2_X2 的#13、#14 端子		
交流电源消失	短接 AP2_X2 的#15、#16 端子		
直流电源消失	短接 AP2_X3 的#1、#2 端子		
#1 号功率柜故障	短接 AP2_X3 的#3、#4 端子		
#2 号功率柜故障	短接 AP2_X3 的#5、#6 端子		
逆变灭磁失败	短接 AP2_X3 的#11、#12 端子		
灭磁开关误分	短接 AP2_X3 的#13、#14 端子		
过压保护动作	短接 AP2_X3 的#15、#16 端子		
A 通道运行	短接 AP2_X6 的#16、#15 端子		
B 通道备用	短接 AP2_X6 的#14、#13 端子		
C 通道备用	短接 AP2_X6 的#12、#11 端子		
B 通道运行	短接 AP2_X6 的#10、#9 端子		
C 通道运行	短接 AP2_X6 的#8、#7 端子		
恒 IL 调节	短接 AP2_X6 的#6、#5 端子		
恒 Q 调节	短接 AP2_X6 的#4、#3 端子		
恒 PF 调节	短接 AP2_X6 的#2、#1 端子		
自动方式	短接 AP2_X5 的#16、#15 端子		
PSS 投入	短接 AP2_X5 的#14、#13 端子		
灭磁开关合	短接 AP2_X5 的#12、#11 端子		

灭磁开关分	短接 AP2_X5 的#10、#9 端子		
强励动作	短接 AP2_X5 的#8、#7 端子		
过励限制动作	短接 AP2_X5 的#6、#5 端子		
欠励限制动作	短接 AP2_X5 的#4、#3 端子		
低频过压限制动作	短接 AP2_X5 的#2、#1 端子		

11.8 零起升压记录表:

序号	PT电压 (V)	励磁电流 (A)	励磁电压 (V)	控制信号 (%)	1号(2号)功率柜电流 (A)	2#功率柜电流 (A)
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						

11.9 调节范围检查记录表:

通道	调节范围	标准值	试验结果
A	机端电压 上限: _____ 下限: _____	上限: 110%额定电压 下限: 70%额定电压	
B	机端电压 上限: _____ 下限: _____	上限: 110%额定电压 下限: 70%额定电压	
C	机端电压 上限: _____ 下限: _____	上限: 110%额定励磁电压 下限: 10%~20%空载励磁电压	

11.10 预置值起励记录表:

被测项	测量值		标准值	试验结果	
	A通道	B通道		A通道	B通道
电压超调量			<10%		
振荡次数			<5次		
调节时间			<5秒		

11.11 逆变试验记录表:

A			B			C		
手动	自动	停机	手动	自动	停机	手动	自动	停机

11.12 V/f 限制特性记录表:

调节通道	A	B	C
V/f限制值			
逆变频率			

11.13 系统电压跟踪记录表:

频率 (Hz)	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55

机端 电压 (V)											

11.14 阶跃试验记录表：

序号	阶跃量	跃前机 端电压	上跃超 调量	上跃振 荡次数	上跃调 节时间	下跃超 调量	下跃振 荡次数	下跃调 节时间

11.15 并网带负荷记录表：

序 号	PT电 压 (V)	励磁电流 (A)	有功功率 (KW)	无功功率 (Kvar)	1号 (2号) 功率柜电 流 (A)	1号 (2号) 功率柜电 流 (A)	均流系数
1							
2							
3							

11.16 欠励限制试验记录表：

P 欠励	0		50%		100%	
	A	B	A	B	A	B
P						
Q						
Ug						
结果	A通道：			B通道：		

11.17 甩负荷试验记录表：

A通道		B通道	
调差档位：		调差档位：	
甩前发电机电压：		甩前发电机电压：	
甩后发电机电压：		甩后发电机电压：	
无功值：		无功值：	
调整率：		调整率：	

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

自动化元件检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本规程结合相关标准制定，并根据某水电站自动化元件的实际情况制定。

制订本标准的目的：规定某水电站自动化元件的检验项目、检修周期、技术要求及大小修试验方法和要求。

本标准适用于某水电站自动化人员对自动化元件进行检修和试验。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件相抵触的，则以新颁的国家标准行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化管理委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

自动化元件检验规程

1 主题内容与适用范围

本规程规定了某水电站自动化元件的检验周期、检验项目以及检查方法。

本规程适用我厂自动化元件的检验。

2 术语、符号、代号

本规程中的术语、符号、代号沿用厂家说明书。

3 检修周期

自动化元件的检验随机组大、小修时进行。

4 检修项目、方法及要求

4.1 YE3JK-5M1 型光电液位控制器、WDK 型液位变送器

YE3JK-5M1 型光电液位控制器采用对射型光电控制器来检测与容器连通的玻璃管内不锈钢液位浮子所在液面的原理反应液位高程以及液为变送器输出液位模拟量。本站光电液位控制器用来反映水轮发电机组下导油槽油位, 以及顶盖水位。根据不同的给定液位值发出相应的越限信号。

4.1.2 规格及技术数据

4.1.2.1 测量范围: 100mm~20m (YE3JK-5M1 型光电液位控制器); $\leq 500\text{mm}$ (WDK 型液位变送器)

4.1.2.2 输出信号: 2-4 个不同液位信号继电器输出

4.1.2.3 工作电源: DC12~240V $\pm 10\%$, AC24~240V $\pm 10\%$

4.1.3 调试

4.1.3.1 检查端子无松动。

4.1.3.2 接点对外壳绝缘电阻应大于 $20\text{M}\Omega$ 。(用 500V 或 1000V 摇表)。

4.1.3.3 安装后进行动作试验, 浮子运作灵活可靠。

4.1.3.4 改变光电开关的位置, 即可改变被控液位的变化范围。

4.2 示流器

4.2.1 用途

IF311-10-00 型示流信号器主要用于发电机组的冷却水系统, 作为监视冷却水管路中流量是否正常, 当管路中的液体流量低于整定值时, 示流器发出信号, 以保护机组或主设备的安全。

4.2.2 主要技术性能

(1)动作范围: 1-150cm/s

(2)工作电源: DC24V $\pm 10\%$

(3)最大压力: 1MPa

4.2.3 使用与维护

4.2.3.1 500V兆欧表测量接点部分对外壳的绝缘电阻不应小于 $1\text{M}\Omega$ 。

4.2.3.2 动作值的测试:

① 测试 条件:在检修和装配完毕后进行, 用标准压力表或流量计, 并采用运行介质和按运行工况, 在现场进行测试。

② 测试 方法:慢慢开启进口侧阀门, 当介质流量逐渐增加至一定值, 使信号器动作, 记录此动作值, 再将进口侧阀门从全开位置慢慢关闭, 当介质流量逐渐减少到一定值时, 信号返

回，记录其返回值。

4.3 GLD-WO 型油混水变送器

4.3.1 用途

GLD-WO 型油混水变送器用于水轮发电机组操作液压系统油路中混有水的时候，变送器器输出继电器动作，其接点动作，发出信号，提醒值班人员及时检查系统，确保发电机组安全运行。

4.3.2 原理

本装置采用点电容式原理。电容式传感器由内外电极及电路部分组成。当油中积水后，由于二者介电常数相差很大，则由内外电极构成的电容值发生显著变化，传感器电路产生一稳幅高频方波，当电容值发生变化时，方波频率发生变化，经过对信号的处理放大比较，输出相应的报警信号。

4.3.2 技术数据

- (1) 电源：DC24V $\pm$ 10%
- (2) 测量范围：0~5%含水率，
- (3) 测量误差：0.5%。
- (4) 报警点输出：常开一组，
- (5) 接点容量：5A/AC220V 2A/DC30V。

4.3.3 试验

安装或检修后应进行装置的动作试验，方法如下：将油混水信号装置的传感器放入油桶中，其中放入一定量的LTSA46或L-TSA32汽轮机油，将装置与传感器按图纸要求接上连线并加上电源，记录油混水信号装置的显示值，加入1%体积的水，用电动搅拌器搅拌一定时间，待油水基本混合后再记录装置的显示值；计算其与实际混水百分比之差，用此方法每次加水1%直至500，记录数据并整定其报警值及试验动作情况；报警后将传感器从油桶中取出，其报警信号应消失，其测试结果应与规定相符。

4.4 磁翻柱液位计 FGBG40

4.4.1 用途：

置于机组油压装置油罐和回油箱，反映压油罐的油位，根据不同的给定液位值发出相应的越限信号。

4.4.2 主要技术参数

- (1)测量范围：压油罐 0-800mm，回油箱 0-600mm；
- (2)工作温度：-10℃~80℃；
- (3)电源 13~36VDC；
- (4)信号输出：4-20mA

4.4.3 试验：

磁翻柱液位计由磁钢组件、磁翻柱、浮子、旁路管组成，另连接液位传感器和磁性开关，检修时，将压油泵控制方式切为模拟量控制，打开压油装置排油阀，手动排油，检查压油泵是否按设定值启动并检查磁翻柱液位计上显示是否正确，如果有偏差，可细微调节磁翻柱液位计及磁性开关。

4.5 测温电阻（Pt100）的校验

4.5.1 用途

用于测定发电机上导瓦、推力瓦、下导瓦及水导瓦温，空气冷却器冷热风的温度，定子槽温，主变油温、油槽油温、冷却水温。当两块及两块以上推力瓦、水导瓦或上导瓦瓦温度同时 ≥ 65 度时，计算机监控作用于发信号并事故停机。

4.5.2 原理

热电阻是利用物质在温度变化时自身电阻也随着发生变化的特性来测量温度的。热电阻的受热部分（感温元件）是用细金属丝均匀地双绕在绝缘材料制成的骨架上。当被测介质中有温度梯度存在时，所测得的温度是感温元件所在范围内介质层中的平均温度。装配式热电阻主要

由接线盒、保护管、接线端子、绝缘套管和感温元件组成基本结构，并配以各种安装固定装置组成。

测温电阻采用 Pt100 电阻，3 线制接法，其电阻值随温度的变化而线性变化。在 0℃ 时其电阻值为 100 Ω，其后电阻值每变化 1 Ω 其温度变化 2.6℃。

4.5.3 校验方法及要求

常温绝缘电阻的试验电压可取直流 10-100V 任意值，环境温度在 15~35℃ 范围内，相对湿度应不大于 80%。常温绝缘电阻值应不小于 100 Ω，定子槽温为两线制，其 2，3 接线端应短接，常温下测的电阻应与环境温度相符，外壳应光滑无氧化物，若有氧化物及灰尘可以用无水酒精砂纸反复进行。

用标准电阻接入测温端子，调整不同电阻值，查看监控显示和计算值是否对应，每个通道至少 5 点。若相差较小在监控数据库中进行补偿。若数值相差较大应更换通道或更换测温板。

4.5.4 测温电阻安装

用于推力瓦、上导瓦、水导瓦的测温电阻插入瓦中应拧紧，走线应固定好，不得随油循环来回摇动，以免折断，安装时应特别注意螺丝或工具不得遗留在油槽内。

4.5.5 注意事项

4.5.5.1 用于定子的测温电阻机引出线，应能抗御电机磁场干扰，其绝缘应能适应 150℃ 的使用温度。

4.5.5.2 用于其它位置的测温电阻及引出线，其绝缘应能适应 100℃ 的使用温度。

4.5.5.3 用于轴瓦的测温电阻的引出线应具有防油性能有网状屏蔽，铠装长度不小于 5m。

4.6 WIDEPUS-CT 系列、MPM 484 压力变送控制器

4.6.1 用途：

WIDEPUS-CT 系列装置用于测定机组制动气压和复归气压，技术供水进水压力，上导冷却水进水压力，下导冷却水进水压力，空冷冷却水进水压力，冷却水进水压力，技术供水层压力显示。

MPM 484 压力变送控制器装置用于测定调速器压油罐压力，通过自身的压力开关控制压油泵的启动停止控制，并上送模拟量信号进监控。

4.6.2 主要技术参数：

(1) 电源：24VDC。

(2) 模拟量输出：4-20mA。

(3) 精度：0.5%

(4) 测量范围：0-1MPa (WIDEPUS-CT 系列)；0-6Mpa (MPM 484 压力变送控制器)

4.6.3 安装：

WIDEPUS-CT 型、MPM 484 压力变送控制器的安装方法和通用型指针压力表的安装方法一样，直接安装于压力接口上，由连接管支撑。安装位置对零位影响可以校正，对量程无影响。标准的安装方式应使显示屏水平地正对观察者。安装地点应符合和技术性能中规定的工作条件，安装时应用氟橡胶密封接头。

4.6.4 校验方法及要求：

给上变送器的直流电源 24V，注意正负极不能接错。在无压力的情况下变送器应输出 4mA。在满量程时输出 20mA，根据变送器的量程平分 5 至 6 个点来调整压力，不能超过额定测量压力。查看直流输出和计算值相差不应超过 0.5 级。否则应根据试验结果进行输出值调整，若变送器线性度较好也可以在监控系统数据库里补偿后使用。

4.7 WIDEPUS-ADP、DP 型差压变送器

4.7.1 用途

WIDEPUS-ADP、DP 型差压变送器用来测量流量、液位和应用其它要求精确测量差压、压力的场合。本站主要用于测量机组流量、机组水头。

4.7.2 主要技术参数

4.7.2.1 供电电源：供电电源为12-45VDC，一般工作电源为24VDC。

4.7.2.2 模拟量输出：4-20mA

4.7.2.3 量程：0-40Kpa

4.7.2.4 最大工作压力：10Mpa

4.7.2.5 准确度：0.5级

4.7.3 安装

当传感膜片不是垂直时，可能产生不大于0.24KPa 的零位系统误差，但此误差可通过调整零位来消除，对量程无影响。

4.7.4 故障检修

4.7.4.1 输出过大可能的原因和解决的方法：

- 1) 一次元件（如孔板等）检查一次元件的范围；
- 2) 导压管：
 - a. 检查导压管是否泄漏或堵塞；
 - b. 检查截止阀是否全开；
 - c. 检查气体导压管内是否存在液体，液体导压管是否有气体；
 - d. 检查变送器压力室内有无沉积物；
 - e. 检查导压管内液体比重是否改变；
- 3) 变送器的电气连接：
 - a. 保证接插件接触处清洁和检查传感器连接情况；
 - b. 检查电源电压是否在12-45VDC 范围内。
- 4) 变送器的电路故障：
 - a. 用HART 通讯器进入“Self Test, ”模式以判明电子部件的失效。
 - b. 更换有故障的电子部件。
- 5) 电源：检查电源的输出是否符合所需电压值。

4.7.4.2 输出过小或无输出可能的原因和解决的方法：

- 1) 一次元件
 - a. 检查元件的安装及工作条件；
 - b. 检查被测介质的特征是否变化，它可能影响输出。
 - 2) 接线回路
 - a. 检查加到变送器上的电压是否正常；
 - b. 检查回路是否短路或多点接地；
 - c. 检查回路连接的正负极性；
 - d. 用HART 通讯器进入“Loop Test”模式检查回路阻抗是否符合要求。
- 注意：在检查回路时，切勿用高于45V 的电压。

3) 导压管

- a. 检查管道压力连接是否正确；
 - b. 检查导压管是否泄漏或者堵塞；
 - c. 检查充液导压管中是否存在有气体；
 - d. 检查变送器的压力室中是否有沉积物；
 - e. 检查截止阀是否全开，平衡阀是否关严；
 - f. 检查导压管内液体的比重是否改变。
- 4) 变送器的电气连接
 - a. 检查变送器传感器组件的引出线是否短接；
 - b. 保证接插件接触处清洁和检查传感器组件连接情况；
 - c. 检查各调节螺钉是否在控制范围。
 - 5) 传感器组件。

4.7.4.3 输出不稳定可能的原因和解决的方法：

- 1) 接线回路
 - a. 检查变送器是否有间歇性的短路，开路和多点接地的现象；
 - b. 检查加到变送器的电压是否合适。
- 2) 被测液体波动

调整电路的阻尼作用。

3) 导压管

检查充液导压管内有无气体和气体导压管内有无液体。

4) 变送器的电气连接

- a. 检查变送器回路是否有间歇性的短路或开路现象;
- b. 保证接插件接触处清洁和检查传感器组件连接地的情况;

5) 变送器的电路故障

- a. 用HART 通讯器进入“Self Test”模式以判明电子部件的失效;
- b. 更换有故障的电子部件。

4.7.4.4 变送器无法通讯可能的原因和解决的方案:

1) 电源异常

检查电源电压是否符合要求

2) 负载电阻

检查负载电阻是否符合要求, 最小为250 Ω

3) 变送器电路故障: 更换故障的电子部件

4.8 电动球阀SM6-1

4.8.1 用途

该装置用于发电机冷却水进水总管的冷却水切断和流通。

4.8.2 主要技术参数

- (1) 操作电源: AC380V
- (2) 公称压力: 1.0Mpa
- (3) 额定行程: 90°
- (4) 标准输入信号: 开启、关闭信号

4.8.3 安装调试:

4.8.3.1、安装调试前, 细阅读该电动球阀的详细电气图纸。

4.8.3.2、完整的按照图纸连接电气回路。

4.8.3.3、该阀的电动机构采用AC380V 操作电源, 按照图纸的接线相序连接AC380V。

4.8.3.4、调整到正确的相序, 使断相保护器RM4-TG20 的黄色指示灯亮。

4.8.3.5、如果相序错误, 不能启动操作。

4.8.3.6、该阀出厂时, 已调整到全关位置, 接上AC380V 控制电源后, 全关指示灯亮; 如果不亮, 采用手轮调整全关位置, 直至全关指示灯亮。

4.8.3.7、如果该阀关闭时, 超过全关位置以下, 则全关指示灯灭, 此时程序自动禁止球阀的关闭操作(但可以进行开启操作)。出现此故障时, 请采用手轮调整全关位置, 直至全关指示灯亮后, 才可以进行球阀的关闭操作。

4.8.3.8、如果该阀开启时, 超过全开位置以上, 则全开指示灯灭, 此时程序自动禁止球阀的开启操作(但可以进行关闭操作)。出现此故障时, 请采用手轮调整全开位置, 直至全开指示灯亮后, 才可以进行球阀的开启操作。

4.9 ZJX-3D 剪断销信号装置

4.9.1 作用

ZJX-3 型剪断销信号装置用在保护线路中, 作为反应水轮机剪断销折断时的信号元件。该装置由变压器、整流电路、控制电路、继电器组成。当任意一组或两组剪断销断裂时, 控制电路动作, 常开接点闭合, 常闭接点断开。

4.9.2 主要技术参数

- (1) 额定电压: AC220V 50Hz;
- (2) 输出接点容量: 30W
- (3) 电气上无联系各电路之间, 在温度为+40℃, 相对湿度为85%时, 绝缘电阻不小于5M Ω

4.9.3 安装与调整



如上图所示：端子(1) (2)接AC50Hz 220V 电源；端子(3)与(4)及(5)与(6)分别串接于剪断销(只有一组时，将另一组短接)；端子(7)与(8)及(19)与(20)接于其它执行元件。仪表插入安装盘，顶紧支撑架即可。

4.10 JX、KJX 剪断销信号器

4.10.1 作用

剪断销信号器是用于水电厂水轮机导叶剪断销孔内。当剪断销被剪断时，发出电信号。其中：CJX

型为常闭式，采用陶瓷材料；KJX 型为常开式，采用有机玻璃壳体。

4.10.2 主要技术参数

- (1) 额定电压：AC220V
- (2) 内阻 $< 0.2 \Omega$
- (3) 使用电流 $< 1A$
- (4) 环境温度： $0 \sim 45^{\circ}C$
- (5) 环境湿度 $< 80\%$ ；

4.11 两位四通系列电磁阀

4.11.1 作用

电磁阀结构由阀体、线圈、电磁芯组成。是通过通断电运用电磁原理实现阀芯吸合，控制管路的通断。主要用于蝶阀开启关闭油路导通、制动系统制动控制制动用气的导通、导叶锁定的投退等。

4.11.2 主要技术参数

- (1)最高工作压力：315bar
- (2)最大流量：120L/min

4.11.3 调试

- (1) 检查端子无松动。
- (2) 安装后进行动作试验，电磁阀动作可靠正确。
- (3) 检查电磁阀有无漏油、漏气现象。

4.12 HL5000系列 小型限位开关

4.12.1 作用

限位开关是限制工作机械位置的主令电器。一般用于工作机械到达终与初始点时发生作用。本站安装于导叶接力器锁定的投入退出位置、制动风闸的顶起与落下位置、行车的轨道两端、蝶阀的机械锁定、蝶阀的检修密封的投入退出等。

4.12.2 主要技术参数

- (1)额定电压：220VAC
- (2)最大动作力：8.83N
- (3)最小回复力：1.47N
- (4)最大预行程：1.5mm
- (5)最小过行程：4mm
- (6)动作位置： $40 \pm 0.8mm$

4.12.3 安装

4.12.3.1 直接驱动的开关，在触点动作后，应有不小于2mm的过行程。

4.12.3.2 直接驱动的开关，所需动作力要小，不应影响被检测部件的动作。

4.12.4 调试

- (1) 检查限位开关固定部分牢靠无松动。
- (2) 接点对外壳绝缘电阻应大于 $100\text{M}\Omega$ 。(用 500V 摇表)。
- (3) 安装后进行动作试验，摆杆灵活且运作可靠。

4.13 AXEC-3B 型 PLC 轴电流装置

4.13.1 作用

水轮发电机运行时（包括汽轮发电机），因定子、转子之间气隙磁阻不同，磁场分布复杂，引起磁通不平衡，故在发电杯的大轴内产生轴电流。它将导致润滑油油质变坏，并可能灼伤轴瓦造成事故。

本装置能精确的检测出大轴中轴电流的大小，并设有两级报警可用于显示和自动控制。输出 4~20mA 信号供计算机监控系统使用。因此，装设轴电流检测装置是防止当发电机轴绝缘破坏时，轴电流构成通路，此轴电流使轴承润滑油变质、轴承损坏和轴瓦灼伤的有效措施。

AXEC-3B 型轴电流装置由不锈钢壳的传感器和 PLC 检测仪两部分组成。

4.13.2 主要技术参数

4.13.2.1 传感器

- (1) 检测范围：0.1~5A(按用户要求，测量范围可以扩大)
- (2) 检测误差：1%
- (3) 环境温度：-10~55℃
- (4) 相对湿度：不大于90%
- (5) 传感器内径及误差：发电机轴径D+10

4.13.2.2 检测仪

- (1) 输入信号：电压0~5V，频率50HZ 60HZ 及各高次谐波
- (2) 数字显示：4 行汉字显示。
- (3) 分辨率：0.01A
- (4) 设两极报警：电流升高报警（出厂设定为1.0A），电流过高报警（出厂设定为1.5A），报警

值在检测范围之内可任意设定。

- (5) 报警控制继电器输出触点容量：AC250V、5A； DC30V、5A
- (6) 输出4~20mA 直流信号（对应的实际轴电流为0~5A），其负载电阻 $\leq 500\Omega$
- (7) 电源：AC220V、50HZ。功耗： $\leq 10\text{VA}$
- (8) 环境温度：-10~55℃
- (9) 相对湿度：不大于90%

4.13.3 工作原理

发电机主轴，在不平衡磁场的作用下感应出电流（称轴电流），轴电流在传感器副边感应出包括有基波及高次谐波的电动势，此电动势即为传感器的输出信号。传感器信号送到检测仪后，检测仪显示实际轴电流值，当轴电流值大于报警设定值时，报警信号输出。0~5A 轴电流值对应4~20mA 信号输出。

4.13.4 检修注意事项

4.13.4.1 注意：因传感器和检测仪在出厂时是配套调试的，若用户订购两台以上则现场安装时，必须将有相同编号标识的传感器和检测仪配套安装使用。（不允许将“A”传感器与“B”检测仪配套安装）

4.13.4.2 传感器与发电机的同轴度。垂直度偏差均不大于2mm。

4.13.4.3 传感器安装：将传感器左右两个半环套在大轴上，对接固定形成圆环后，再将半“工”字形支架用M8 螺钉固定在垫块上（垫块用户自备焊在机组底板上或支架上，支架固定位置参见

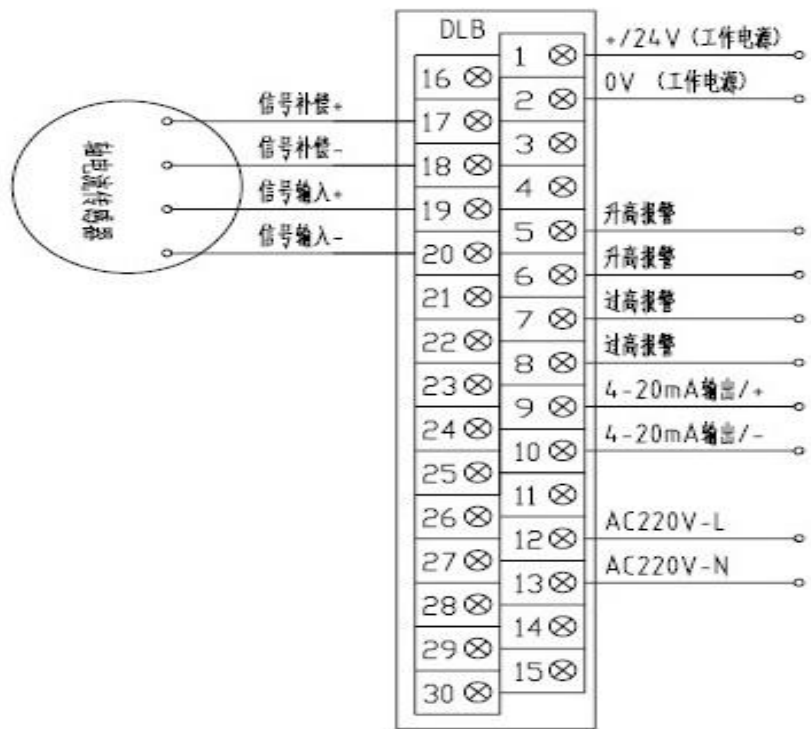
图二), 定位螺钉 与传感器本体相固定时螺钉不宜扭得太紧, 以免压坏传感器本体。

4.13.4.4 检测装置投运: 按说明书接线, 检查无误后, 接通电路稳定10 分钟, 此时发电机处于静止状态, 轴电流为0.00~0.10A 内, LED 应显示“0.00~0.10A”, 若不为0.1A 可调整零点设置值使之显示为0.00~0.10A。必须特别注意的是, 零点、满度及补偿绕组的电压值在出厂时均已调整好, 一般情况下用户不必调整。

4.13.4.5 报警I 的报警设定值为1.0A, 报警II 的报警设定值为1.5A, 出厂时已设定好。用户可自行核查或自行设定其它值。

4.13.4.6 检测装置的现场调试: 检测装置在安装就位后, 按3、4 两项检查就可以运行了。因此不要随便调整检测仪的内部器件

4.13.4.7 后面板 (如下图) 设有30 个接线端子, 其功用如下图所示



传感器两个半圆组合后, 将A 组红黑两个接线柱与检测仪后面板“输入信号”19、20 端子相接, B 组红黑两个接线柱相应的与检测仪后面板的“补偿”17、18 端子相接, 220VAC 电源与12、13 号端子相接

4.13.5 调试方法



图1

操作说明:

- 如图1显示实时机组轴电流的大小及轴电流升高、过高报警信号。
- 通过显示屏上的“▲、▼”键进行画面切换。

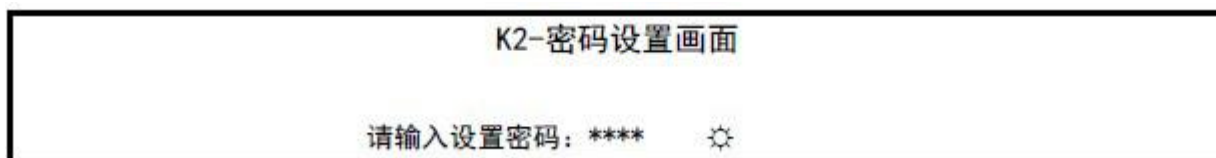


图2

操作说明:

1. 通过显示屏上的“▲、▼”键切换到图2画面。
2. “⚙”为密码正确指示灯
3. 按下显示屏上的“SET”键，“请输入设置密码:”后的数据输入部分光标闪烁，通过显示屏上的“◀、▶”键进行光标左右移动，通过显示屏上的“▲、▼”键改变数据大小，当将正确密码1010输入完成后，按下显示屏上的“ENT”键确认。
4. 密码的有效时间5 分钟，10 分钟后密码自动变为0。后续画面中设定值的设置必须在密码有效时，才能进行。
5. 以上步骤完成后，通过显示屏上的“▲、▼”键切换到其他画面。



图3

操作说明:

零点BCD 码设置说明:

如果装置的所有接线检查正确，在停机状态下，图3画面中“测量BCD 码显示值=”后面显示的实时数据即为所要的“零点BCD 码设置值”。

1. 按下显示屏上的“SET”键，“零点BCD 码设置值=”后的数据输入部分光标闪烁，通过显示屏上的“◀、▶”键进行光标左右移动，通过显示屏上的“▲、▼”键改变数据大小，将此数据正确设置后，按下显示屏上的“ENT”键确认。
2. 通过显示屏上的“▲、▼”键进行画面切换。
3. 注意事项：如果机组运行时，“测量BCD 码显示值=”后面显示的实时数据比“零点BCD 码设置值”的数据小，说明从传感器到装置的输入信号与补偿信号接线错误，请更换接线，或输入信号与补偿信号的正（+）、负（-）接线错误，请更换接线。
4. 通过显示屏上的“▲、▼”键进行画面切换。

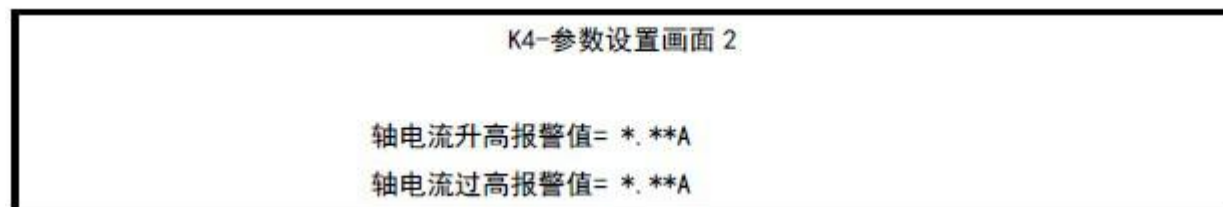


图 4

操作说明:

1. 通过显示屏上的“▲、▼”键切换到图4画面。
2. 按下显示屏上的“SET”键，“轴电流升高报警值=”后的数据输入部分光标闪烁，通过显示屏上

的“◀、▶”键进行光标左右移动，通过显示屏上的“▲、▼”键改变数据大小，将此数据正确设

置后，按下显示屏上的“ENT”键确认。

“轴电流升高报警值”设置同上。

3. 通过显示屏上的“▲、▼”键进行画面切换。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

调度程控交换机技术规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

为了规范通信运行维护人员的监控、巡视、操作、故障及事故处理，特制定本规程。

本规程是依据通信设备制造厂家有关技术文件以及有关通信系统的运行技术标准制定的。
制定本规程的目的是对某水电站通信系统设备的技术规范、维护检查、正常操作、故障及事故处理作出技术要求。

某水电开发有限公司企业标准

调度程控交换机技术规程

1 主题内容与适用范围

1.1 本规程根据某水电站的具体情况规定了调度程控交换机的一般技术要求、测试、维护管理和故障诊断以及事故处理等内容。

1.2 本规程适用于调度程控交换机专业维护管理人员。

2 引用标准

中华人民共和国邮电部部标准《市内电话程控交换设备工程施工及验收暂行规定》，YD334-90《自动用户交换机进网要求》、DL/T598-1996《电力系统通信自动交换网技术规范》、YD/T954-1998《数字程控调度机技术要求和测试方法》及有关国家标准规定的要求。

3 调度程控电话交换机的一般技术要求

DH-DIS60 数字程控调度机是浙江大华技术股份有限公司推出的第四代大门次数字程控调度机设备，最大支持 2048 线稳定运行，实现了调度指挥和行政交换二合一功能。该系统具有稳定可靠、技术领先、功能强大、应用灵活、外型美观、使用方便等优点，并可与其它公司交换机、调度机、市话局等灵活组网。

DIS60 数字程控调度机综合了国内外众多调度机的优点，根据国际电报电话咨询委员会（CCITT）G.712、G732 号标准，采用 ISO9001 规范化系统开发流程研制生产的。

整个调度机系统采用全分散控制方式。主控板集成了时钟电路、交换网络、信号音发生、DTMF/MFC 收发号器、会议电路、计费系统话单存储模块、2M 录音接口、CPU 板热备份接口、CPU 与各分板之间串口通讯接口、网络接口等所有模块和接口，另外还增加了 RS-485 接口、开关量输入输出接口。

调度主机通过 PC 维护系统、计费软件、录音管理系统、触摸屏维护软件、软键盘软件等实现了各种属性设置和调度功能，可以灵活满足用户不同的配置需求。

4 机房温度、湿度和电源电压应符合下列要求：

- a) 温度：18—28℃
- b) 相对湿度：30—75%℃
- c) 交流 220V 工作电压应在允许范围（ $220 \pm 10\%$ 、47—63HZ）之间并且要稳定、可靠。
- d) 直流—48V 电压：-54V ~ -43V 之内。应采用不停电电源，在失电时维持时间一般不少于 10 小时。
- e) 机房内应有事故照明装置，安全防火装置，防小动物危害设施，机房应密闭防尘。

5 接地电阻 $\leq 4 \Omega$

6 调度程控交换机的测试

6.1 硬件测试

- a) 终端设备齐全，自测正常，设备内风扇装置应运转良好。
- b) 各种可闻可见的告警装置应工作正常。
- c) 时钟装置应工作正常，精度符合要求。
- d) 利用测试程序，通过人机命令或自检，对设备进行测试检查，确认硬件系统无故障，并提供测试报告。

6.2 系统调测

6.2.1 交换系统的调测应包括下列主要项目：

6.2.1.1 系统建立功能

- a) 系统初始化；
- b) 系统自动/人工再装入；
- c) 系统自动/人工再启动。

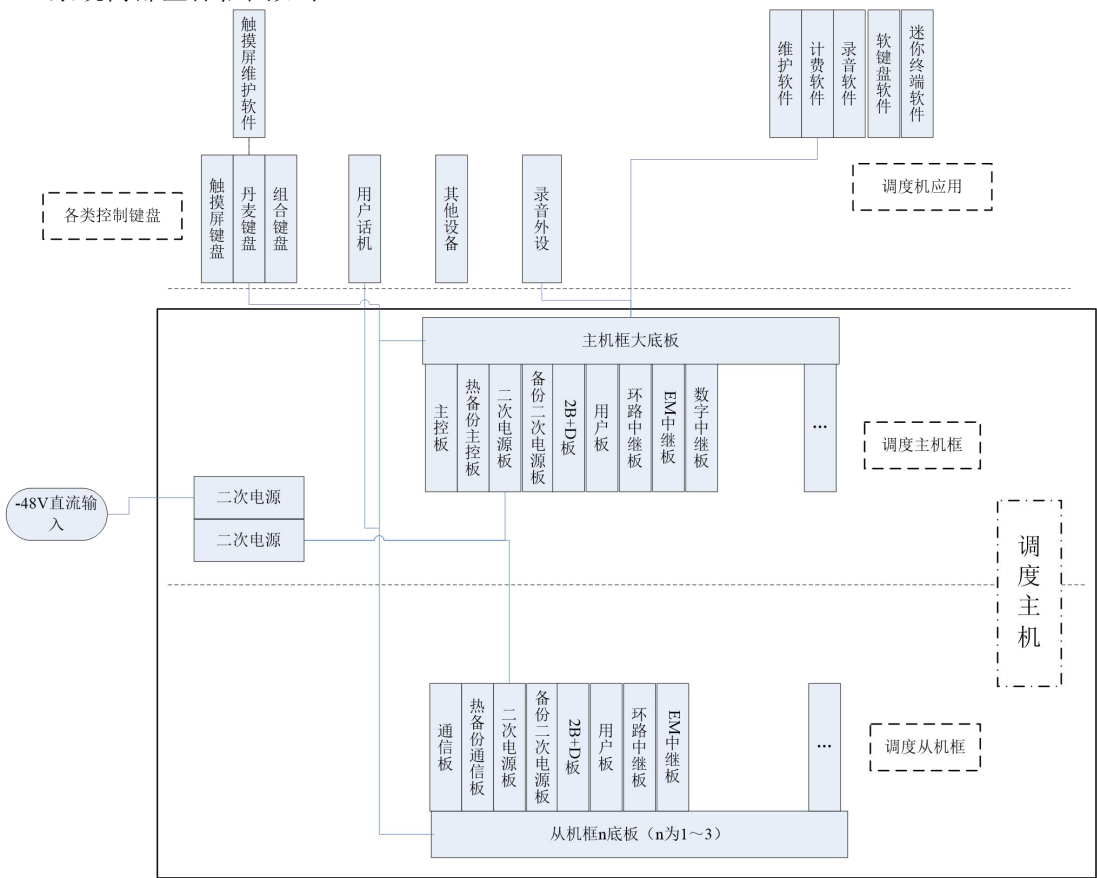
6.2.1.2 系统的交换功能：

- a) 市话本局和出入局呼叫；
 - b) 市话汇接呼叫；
 - c) 长途及国际来、去话呼叫（自动、半自动、人工）；
 - d) 计费；
 - e) 特种业务呼叫；
 - f) 新业务性能。
- 6.2.1.3 系统的维护管理功能：
- a) 人机命令核实；
 - b) 告警系统测试；
 - c) 话务观察和统计；
 - d) 中继线和用户线的人工测试；
 - e) 用户数据、局数据的管理；
 - f) 故障诊断；
 - g) 输出、输入设备性能测试。
- 6.2.1.4 系统的信号方式及配合：
- a) 用户的信号方式（脉冲、多频）；
 - b) 局间信号方式（随路、共路）；
 - c) 系统的网同步功能。

一 系统构成

DH-DIS60 数字程控调度机主要由以下几部分组成：主机、控制键盘、应用系统、录音系统和其他外围设备等。

系统内部整体框图如下：



1、主机

调度主机实现了所有呼叫交换功能、调度功能及组网功能，同时可以根据用户需求采用不同的配置。主机由 2 个二次电源、1 个主机框、3 个从机框组成，存放于调度机柜中。

1.1 主机框

主机框主要由主母板、主控板、回音消除板、二次电源板，以及用户板、2B+D 板、环路中继板、EM 中继板、数字中继板等单板组成。
主机框负责对外应用接口，同时管理从机框通讯请求等。
主机框外观图如下：

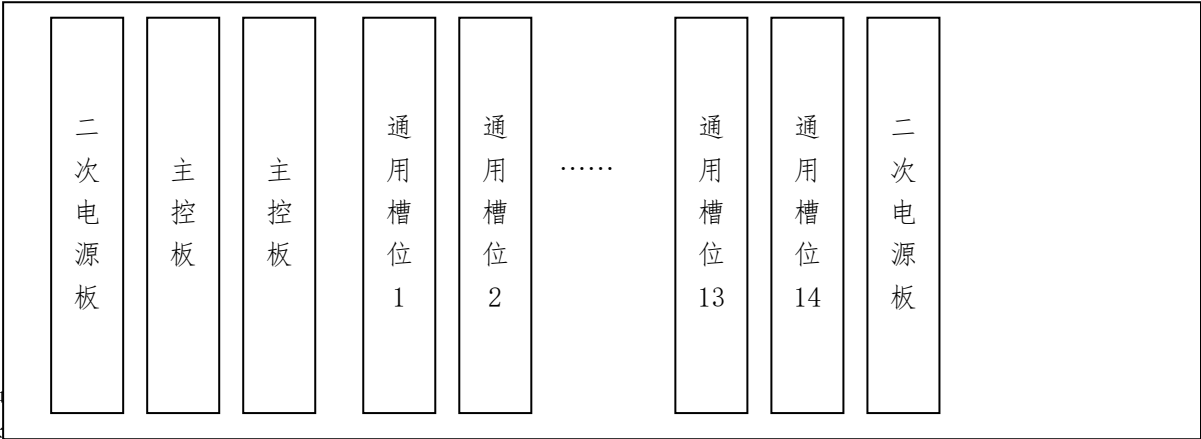


1.2 二次电源（-48V）
二次电源是整个调度机的电源供给设备，系统如果需要其他电压的电源，必须通过电源转换设备转换成所需电压后方能使用。

2、各插板简介：

2.1 主母板

主母板安装在主机框后部，通过主母板提供各种内外部接口。
主母板对内提供了 2 块热备份的二次电源板，2 块热备份的主控板，14 块通用板槽位。
主母板槽位图如下：



中主框 CPU 采用了 AMD 公司的嵌入式微处理器 586/686，具有集成度高、运行稳定性好等显著优点。
两个主控 CPU 之间通过串口通信实现热备份。

注意：调度系统中，至少应有一块 CPU 板系统才能运行。

2.3 二次电源板（Power）

二次电源板插在调度机主机框或从机框的二次电源板槽位（Power），是主机框和从机框的二次电源变换中心。

2.4 数字中继板

数字中继板是调度系统与公网或专网之间的数字接口，支持中国一号信令和中国七号信令。该板提供了 30 条数字中继与 ST 总线之间的接口，同时还提供了 75 欧姆同轴电缆输出与 120 欧姆双绞线输出适配器。

2.5 数字用户板

数字用户板用于数字用户或 ISDN 用户的接入，并作为远距离键盘接口。当有键盘接入时，对应的指示灯亮。

2.6 环路中继板

环路中继板是连接公网或专网的用户端口。每块中继板为 8/16 路，每路由一个厚膜电路组成，板上 8/16 个指示灯代表了该板 8/16 条中继的摘挂机状态，当中继处于占用状态时，对应指示灯亮。

2.7 E/M 中继板

E/M 中继板是系统与专网之间的接口。每块 E/M 板提供 8 路 4 线 E/M 中继线，每路 EM 中继增益可以调节。该板有三种信令方式：直接启动控制方式、连续占用证实信号控制方式和脉冲占用证实信号控制方式。信令方式可以通过软件进行灵活选择。该面板上共有八个指示灯，当指示灯亮时表示该路中继处于占用状态。

2.8 用户板

用户板是调度系统与用户之间的接口。每块用户板提供 16 路或 32 路用户端口；32 路用户板采用美国 Legerity 公司整体的用户解决方案，它包括了保护、馈电、送铃、A/D、D/A 转换、摘挂机检测等完整的分机用户接口电路，该方案具有性能稳定可靠、使用寿命长、话音清晰等优点。板上的 16/32 个指示灯代表 16/32 路分机的摘挂机状态，当用户摘机时，对应指示灯亮。其中 16 路用户板提供明亚模块直插板与 Legerity 方案表面贴装板两种类型可供选择。

各类板卡指示灯说明：

板卡名称	指示灯	含义	状态	说明
主控板	PWR	电源指示灯。	常亮	电源供电正常
			常灭	电源未开启
	ACT	主控状态指示灯。	闪亮	处于主控状态
			常亮	死机
			常灭	不处于主控状态
	BKUP	热备份指示灯。 注意：若 ACT 和 BKUP 同时常亮或常灭表示异常	闪亮	处于热备份状态
			常亮	死机
			常灭	不处于热备份状态
	DAT	主控热备份通讯指示灯。	闪亮	主控、热备份板卡正在通过串口进行数据通讯
			常亮	系统异常
			常灭	无数据通讯
	REC	录音指示灯。 注意：第一次找到录音设备时，会交替闪烁若干次。	闪亮	正在录音
			常灭	不在录音
	RX/TX	网络数据接收/发送指示灯。	闪亮	处于数据接收/发送状态
			常灭	无数据接收/发送
	LINK	网络连接指示灯。亮—网络已连接；灭—未连接网络	常亮	网络连接正常
			常灭	网络未连接
	DSP	DSP 收号指示灯。	亮	收到号码
			灭	未收到号码

	SYNC	第一个槽位的 2M 与外部交换机同步指示灯	常亮	同步成功
			常灭	同步未成功
	SLV1	与从机框 1 连接指示灯	常亮	与从机框 1 未连接成功
			常灭	已与从机框 1 连接成功
	SLV2	与从机框 2 连接指示灯	常亮	与从机框 2 未连接成功
			常灭	已与从机框 2 连接成功
	SLV2	与从机框 3 连接指示灯	常亮	与从机框 3 未连接成功
			常灭	已与从机框 3 连接成功
	RCL	载波接收指示灯	常亮	接收载波丢失
			常灭	接收载波成功
	RLS	同步接收指示灯	常亮	接收同步信号丢失
			常灭	接收同步信号成功
	RSF	信号接收指示灯	常亮	接收信号丢失
			常灭	接收信号成功
二次电源板	INT	2M 信号接收指示灯	闪亮	有 2M 中断信号
			常亮	2M 信号连续中断或死机
	RST	系统复位按钮	常灭	无 2M 中断信号
			—	—
	-48V	电源指示灯。	常亮	电源供电正常
			常灭	电源未开启
	ACT	主控状态指示灯。	闪亮	处于主控状态
			常亮	死机
			常灭	不处于主控状态
	BKUP	热备份指示灯。 注意：若 ACT 和 BKUP 同时常亮或常灭表示异常	闪亮	处于热备份状态
			常亮	死机
			常灭	不处于热备份状态
	CONN	通信指示灯	闪亮	二次电源板与主控板正在通信
			常亮	异常
			常灭	无数据在通信
	+5V	5V 电源指示灯	常亮	正常
			常灭	出错
	ERR-5	5V 电源出错指示灯	常亮	出错
			常灭	正常
	RING	铃流指示灯	闪亮	正常
			常灭	出错
	ERR-R	铃流出错指示灯	常亮	出错
			常灭	正常
2B+D 板	1-8	从 1 到 8 路键盘连接状态。 亮—占用；灭—空闲	亮	占用
			灭	空闲
环路中继板	1—16	从 1 到 16 路环路中继端口状态。	亮	占用
			灭	空闲
EM 中继板	1—8	从 1 到 8 路 EM 中继端口状	亮	占用

		态。	灭	空闲
用户板	1-32	从 1 到 32 路用户端口状态。	亮	占用
			灭	空闲

3、录音系统：

录音系统是 DIS60 调度机的一个子系统，实现了调度主机的录音功能，用户可在 PC 机上安装配套的录音系统软件实现录音回放、录音查询、录音监控等功能。若用户无需对各通话进行录音监控，则无需配备录音系统。

录音系统的功能和性能指标见下表。

参数	基本功能和性能指标
主控 CPU	AMD SC520
内存容量	8M Byte
BIOS 容量	512K Byte
FLASH 容量	2M Byte
2M 录音接口	1 个 2M 录音接口，整机录音路数达到 30 路
用户线录音接口	16 个模拟用户线录音接口，要求高阻录音，并可检测摘机和振铃状态
硬盘接口	标准 40 芯 ATA IDE 接口
硬盘	2 个 3.5 寸大硬盘，容量 250G 可选
数据导出接口	USB2.0，硬盘数据导出速度 15MB/s
调试和维护接口	1 个 RS-232 接口。
网络接口	1 个 RJ45 10M/100M 自适应以太网口
电源	AC220V±20% 50Hz±2Hz 或者 DC48V±20%
使用工作温度	5—45℃
使用湿度	20%—80%
大气压	86kpa—106kpa

录音系统外观图如下：



4、调度键盘

调度键盘供调度员操作使用，具有操作简单、直观、外型美观等特点。调度键盘为 DH-TKB 液晶触摸屏键盘如下图：



5、应用管理软件

应用管理软件包括有维护系统、计费系统、录音系统及迷你终端软件等。
用户通过这些应用管理软件对调度主机的数据进行管理、维护和监测。

二、调度台

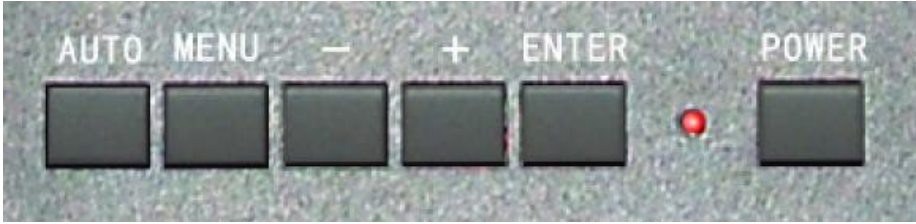
调度台由调度桌和调度键盘组成。主机至各调度台操作键盘最长通讯距离可达 4km。
每个调度键盘标准可配置两部西门子调度话机，调度话机共用一个（调度）键盘，用于调度员与下属各分机通话。

1、调度键盘操作说明

DH-TKB 触摸屏键盘由两部调度话机和一个液晶触摸屏组成。我们只需触摸液晶触摸屏上的相应触摸按钮即可实现对应的功能。连接好触摸屏键盘电源。通过调度机维护系统软件设置各用户键和中继键属性。

2、设备操作说明：

2.1、液晶触摸屏图像控制说明：



如上图液晶屏下方的 5 个控制按钮用于调整液晶触摸屏的图像参数：

- AUTO：自动校正。
- MENU：按 MENU 键在屏幕上显示主菜单，选择调整项。
- KEY-：移动滚动条向下，减小调整值。
- KEY+：移动滚动条向上，增加调整值。
- ENTER：保存设置、离开菜单。
- POWER：电源开关。

电源指示灯状态表：

工作模式	指示灯状态
关闭电源	暗
无信号/等待状态	亮橙灯
正常工作	亮绿灯

基本调整操作说明：

使用屏幕菜单系统（OSD）可以方便地调节屏幕图像的多种特性，可通过以上按钮进入。
按下 MENU 键，进入显示器主显单。可调整主项共分五大类：色彩调整、影像调整、自动调整、选单调整、其他、离开。按-、+键选择与 MENU 键进入选单。

1)色彩调整：

色彩调整选单项目。按-、+键与 MENU 键进入各别单项选单。可供项目如下：

- 对比：调整色彩对比度。
- 亮度：调整背光高度。
- 珈玛：调整屏显示时，柔和与鲜艳。
- 色彩标准：调整 RGB 三色位准。
- 全色彩：加强或减弱色彩强度。

2)影像调整：

影像调整选单项目按-、+键与 MENU 键进入各别单项选单。可供项目如下：

- 水平位置：触摸屏水平位置调整。
- 垂直位置：触摸屏垂直位置调整。
- 锐利度：调整影像清晰锐利度。
- 相位：输入讯号的相位调整。
- 时脉：输入讯号的时脉调整。

3)自动调整：

可针对个别项目调整或一次性调整。包括自动影像调整、自动位置调整、自动相位调整、自动

时脉调整和自动色彩调整。

4) 选单调整：OSD 菜单选项调整

语言选择：七国语言可供选择。

选单水平位置：OSD 水平位置调整。

选单垂直位置：OSD 垂直位置调整。

选单时间：OSD 时间调整。

离开：回到主选单。

5) 其他：

信号选择：PC、AV 或 Svideo 选择，其功能选项视机种不同而有所不同。

影像选择。

重置：当触摸屏无法正常调整时，请重置触摸屏。

6) 离开选单：

进入选单调整选单，选择离开选单后，按 MENU 键回到上一层选单或关闭选单窗口。

2.2、DH-TKB 触摸屏键盘的操作说明：

触摸屏键盘操作键盘由来电显示区、用户键区、中继键区、色彩提示及用户状态查询区、万年历显示区和功能键区等组成。

用户键区、中继键区、功能键区（除了屏保设置和录音查询）中的按键是调度员向主机发出的操作命令，这些按键只有调度话机摘机后才有效，这样可以有效防止“随意按键”而引起的误操作。

2.2.1 来电显示区

各分机和中继的具体名称、内容可通过维护系统设定和修改。当调度员通过触摸屏按键进行呼叫时，去电信息也将显示在来电显示区中，但并不保存在来电信息中。

2.2.2 用户键区和中继键区

用户键区中每个按键即代表一个用户分机，按键上显示了用户名称和用户分机号码，用户名称可通过维护系统进行设置。用户键区每页最多可显示 64 个分机用户。

中继键区中每个按键即代表一个中继，按键上显示了中继名称和中继号码，中继名称可通过维护系统进行设置。中继键区每页最多可显示 20 个中继，某水电站现在只有“中调热线”、“中调小号 2920280”、外线 4859000、4859001、4859002、4859003 等六个号码接入中继。

2.2.3 录音查询

按该键，弹出录音查询窗口，界面如下：

默认的查询时间为当前系统时间之前的一个月，查询号码为空。当需要改变查询条件时，点击需输入内容的显示框，此时该显示框颜色变蓝，然后在右边的数字框中点击相应的数字按键。设置好录音查询的起始时间及所要查询的电话号码，点击“查询”按钮，即显示所有符合该查询条件的录音文件列表，列表中显示了每条录音信息的记录时间、主叫电话号码、被叫电话号码等信息。

查询结果按照从老到新的时间顺序列出，每页显示 10 条。用户可以通过“上一页”和“下一页”按钮进行翻页。查询结果最多能够容纳 900 条记录，当查询匹配结果过多时，会造成较新的记录无法显示。此时，需要用户调整查询条件，重新查询。由于数据传输的原因，当翻页时，有可能出现 1~2 秒的等待时间。当查询失败时，系统会弹出相应错误信息，以供用户参考。

2.3、触摸屏操作注意事项：

1) 为了避免重复按键误操作，每次按键请保持半秒钟以上。

2) 当触摸屏上某一个按键被按下时，触摸屏上其他任何按键都处于无效状态。

3) 同时按下两个以上按键无效。

2.4、DH-TKB 触摸屏键盘的保养方法

不正确的操作方法可能会导致触电或缩短机器使用寿命。操作时必须遵照所有使用说明。

- 1) 不要让任何物品压迫或缠绕电源线。破损的电源线会导致触电或引起火灾。
- 2) 请勿试图自行维修本机。由于本机内有高压装置和其他易损坏器件，会对人体或触摸屏本身造成各种危害。务必让专业维修人员进行维修。
- 3) 出现下列情况时，请拔下触摸屏交流电源插头，让专业维修人员进行维修：电源线、插头或交流/直流转换器损坏；有液体溅在机身上或本机遭雨淋湿。
- 4) 清洁本机前，请从交流电源插座上拔下电源插头。请使用专门配套的清洁布清洁触摸屏表面，其他地方请使用略湿的抹布清洁。清洁时请勿使用液体清洁剂或喷雾清洁剂。
- 5) 不要将本机放置在不稳固的支架或桌子上。
- 6) 避免在潮湿的环境下使用本机上。
- 7) 请保证本机周围空气流通，本机通风孔不被覆盖或堵塞。通风不良会导致机器过热、缩短使用寿命。
- 8) 本机的触摸屏使用了液晶面板的敏感材料制造，不要用任何尖锐物品碰击触摸屏。如果本机掉落或受到撞击，触摸屏可能会碎裂。此时请立即停止使用，并注意不要被玻璃刮伤。
- 9) 不要将本机置于阳光直射处或热源附近，如散热器、暖气设备、火炉和其他发热物体。
- 10) 每次开机、关机时间间隔不少于 2 秒。

2.5、DH-TKB 触摸屏键盘常见故障及处理方法

2.5.1 无图像显示：检查电源是否接通。

2.5.2 画面不在屏幕中央：使用“自动调整”或手动调整“水平位置”和“垂直位置”。请参照液晶触摸屏图像控制说明。

2.5.3 图像太亮或太暗：使用“自动调整”或手动调节“RGB”。请参照液晶触摸屏图像控制说明。

2.5.4 触摸屏按键无反映：检查是否有物品触碰到触摸屏。若有请移除该物品。

3、话机键盘命令设定

DH-DIS60 调度机系统可以通过调度电话机或分机话机的键盘命令进行各种参数的设置及修改。

4、系统时间、日期

调度话机可以通过键盘命令设置或修改系统日期和时间。修改的权限可在维护系统上进行管理设置。

设置方法：

调度话机提机后按键“*63YYMMDDHHMMSS”。如设置时间 2004-8-23 17:00:00 则按键如下：*63040823170000，设置完成后听到“参数设置正确。”提示音后挂机即可。

5、调度总机对其它分机录音回放命令

操作方法：调度话机提机后拨“*81XXXXYYMMDDHHMM”，如果该时间段有录音存在，则可听到录音回放。

如回放号码为 8000 的分机在 04 年 04 月 01 日 08 点 15 分的录音，则操作如下：*8180000408010815。

6、听本机报号音

设置方法：分机提机后拨“*97”，听本机号码。

7、模糊查询本机录音

模糊查询指输入的时间可以不完整，只需年月日时分中的部分信息即可完成查询。录音播放时按照指定时间开始，依次将之后的录音逐个播放。

设置方法：分机提机拨“*82YYMMDDHHMM#”，其中“YYMMDDHHMM”表示年、月、日、时、分，用户可以全部输入，也可以根据实际情况只输入一部分。

比如，用户要查询 2005 年 11 月 1 日 0 时 0 分开始的全部录音，那么只需输入“*820511#”，其他部分系统自动补足。

三、维护系统的安装和使用

1、系统安装

电脑配置要求：

CPU: Pentium4.0 1.6G 或以上。

内存: 256MB 或以上。

硬盘: 40GB 或以上。

显示器的分辨率建议置为 1024*768 模式。

系统本身的运行无须光驱或软驱等 PC 机的辅助配置。

必须配备 100M/10M（或其他类型的）自适应网卡与调度机进行网络连接。

支持 800*600 或者更高分辨率的显示设备。建议分辨率设置成 1024*768。

维护系统安装所需的空间小于 20MB。

运行平台: 建议使用 Win2000 (profession/server 版)、WinXP 或 Win2003。

安装: 进入 WINDOWS 系统, 运行光盘中维护系统的安装程序 Setup 文件, 按照提示逐步完成维护系统的安装。安装结束后可直接点击桌面上的“DIS60 维护系统”图标或点击开始—>程序—>调度机维护系统菜单下的“DIS60 维护系统”按钮执行调度机维护系统程序。

2、系统主窗口简介

主界面上方共有登录、参数管理、主机状态、操作员管理、主机升级、辅助参数、注销和帮助八个功能按钮。点击不同的功能按钮进入不同的系统界面。

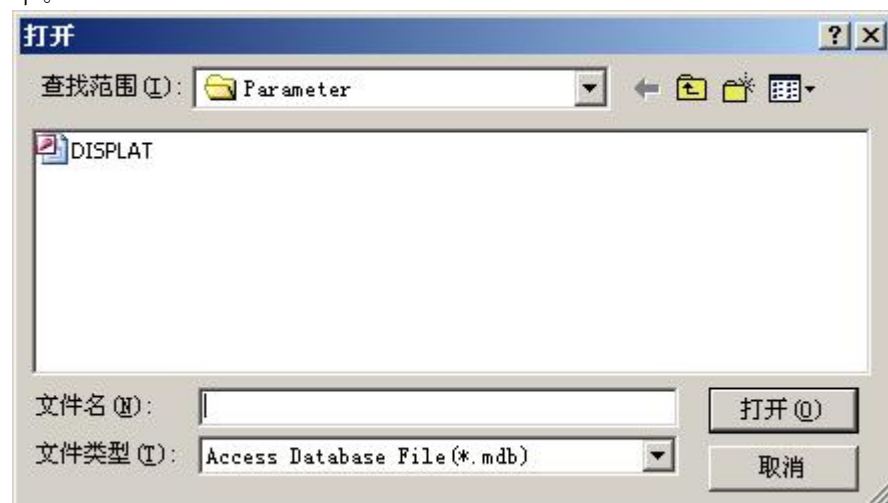
主界面下方分别显示了公司名称、维护系统版本号、维护系统名称、系统运行状态（是否连接调度主机，连接了主机时则显示连接主机 IP 和登陆用户名）和当前日期等实时信息。

3、辅助参数

若用户第一次在本机上使用维护系统或者主机 IP 等辅助参数需要进行更改时, 则在登录前先鼠标左键点击主界面上方的“辅助参数”按钮进行辅助参数设置。

[参数操作说明]

选择数据存储的数据库: 显示框中显示的是系统默认的数据库存放路径——Parameter\DISPLAT.mdb, 鼠标左键点击显示框右边的按钮, 弹出如下图所示选择路径对话框, 选择所想保存的路径并输入数据库名称, 点击“打开”即可。此时所选的路径已出现在显示框中。



数据库登陆密码: 勾选中该参数旁的方框后即可在右边显示框中输入所选数据库的登陆密码。

数据备份索引列表: 已进行备份的数据备份索引会显示在该显示框中, 若需删除某一备份索引则用鼠标左键点击选中该备份索引, 点击右边“删除”按钮即可。

主机 IP 地址: 在此输入维护系统所要连接的调度主机 IP 地址。

4、系统登录

确认无需修改设置辅助参数后, 点击主界面上方“登录”按钮弹出登录窗口, 输入各种登录信息鼠标左键点击“登录”按钮方可成功登录调度机维护系统。若输入的用户名和密码有误, 则弹出错误提示框。

其登录界面如下:



[参数说明]

用户名: 输入登录 DIS60 维护系统的用户名 dhvrs。

密码: 输入 DIS60 维护系统的用户名的对应登录密码 dhvrs。

联络信号: 选择每次检测网络的相隔时间，可选参数有关闭（即不对网络连接进行检测）、1 秒检测、2 秒检测、4 秒检测和 5 秒检测。

主机 IP: 192.168.0.25，**维护终端 IP:** 192.168.0.11

5、参数管理

点击主界面上方“参数管理”按钮，进入参数管理界面。维护系统先从调度主机读取当前各类参数，若提示信号中断，应检查计算机与调度主机的连线及通讯端口的设置是否正确。

参数管理中共包括有用户参数、中继参数、键盘参数、局参数、通讯参数五类参数管理。

[操作说明]:

对各类参数进行修改后，点击界面左下方“设置”按钮，弹出设置参数成功提示框则表示设置参数成功。参数设置后刷新按钮有效，可按刷新按钮检查设置是否正确。

建议普通用户在修改参数前可先保存当前的参数设置，点击“保存”按钮弹出以下所示对话框，若想按覆盖已保存的索引，则在参数保存索引表中选中对应索引名，点击“确定”即可；若想新建一个保存索引，则在保存索引名中输入索引名称，点击“确定”按钮即可。所有的备份索引都会显示在系统辅助参数设置中的数据库备份索引列表中。

若在修改参数过程中想恢复到以前的参数设置，可点击“打开”按钮，弹出以下所示对话框，在已保存索引列表中选中所要恢复的索引名称，点击“确认”后界面显示该索引保存时的参数设置状态，点击“设置”按钮主机方才回复到保存前状态。若用户需直接将某个保存索引的保存参数直接传送至主机，可点击“全部加载”按钮，在已保存索引列表中选中所要直接加载到主机的索引名称，点击“确认”后原参数状态即刻传送至主机，点击“刷新”按钮界面方可显示该索引保存时的参数设置状态。

若用户 PC 已安装打印机，并需打印相应参数时，直接点击“打印”按钮则弹出打印对话框，选择好打印机设置参数点击“确认”即可。目前只支持用户参数的打印。

若需修改具体参数，直接用鼠标左键点击对应参数位置即可输入修改值。

提醒: 参数设置界面中灰色字体代表不可修改，绿色字体代表可进行修改设置，箭头代表修改时会弹出修改对话框。

批量设置说明: 对绿色字体内容进行批量设置——在对应值上点击鼠标右键，选择批量设置选项，会弹出批量设置对话框，具体说明参考用户参数设置—号码的批量设置。对箭头内容进行批量设置——可直接在修改对话框中进行批量设置，具体说明参考用户参数设置—用户权限批量设置。其他各参数批量设置将不再累述。

6、用户参数设置

[参数操作说明]

序号: 用户顺序号。

ID: 列出了各个用户 ID 号，唯一标识一个用户。用户不可修改。

名称: 显示了用户话机拨打到调度台上所显示的该用户名称。用户可根据实际情况进行修改。

号码: 显示了该用户的分机号码。用户可根据实际情况进行修改，注意号码的长度需与局

参数中等位拨号长度一致。

所属中继：显示了该用户特定使用的中继号码，若没有特定的中继则设置为 0。用户可按实际情况进行修改。

7、中继参数设置

[参数操作说明]

ID：此处列出了已有的各个中继的 ID 号，该 ID 号与中继板的物理位置有关，唯一标识一个中继。用户不能进行修改。

类型：为该中继的类型，一般有环路中继、EM 中继和数字中继三类。此参数由所配置的中继板类型决定，此处只是显示不能进行修改。

开关：可选操作项有关闭和打开两项。

关闭—用户不能使用该中继。

打开—用户可以使用该中继。

名称：中继打到调度话机，汉显区所显示的该中继名称。用户可按实际情况进行修改，长度不得超过 5 个汉字或 10 个字符。

方向：可选操作项有双向和只入两项。

双向—该中继允许打进打出。

只入—该中继只允许打进，不允许打出。

出局方式：可选操作项有市话和交换机两项。

市话—该中继使用市话线与外部进行连接。

交换机—该中继使用内部行政交换机与外部进行连接。

接续类型：可选操作项有直拨、人工转接两项。

直拨—有中继接到调度室时，将听到来电语音提示“您好，这里是 XXX 公司，请拨分机号，查号请拨 XXX”。

人工转接—有中继接到调度室时，直接对调度话机振铃，调度员提机后根据需要转接到分机用户。

发号器：选择发号器的发号类型。需要根据中继线条件设置，若是数字中继必须选择 MFC，其他类型中继视中继线条件而定，若中继线是单音频或单脉冲的，则此中继应分别选择音频和脉冲发号器；若此参数选择“不使用发号器”，则主机不做转发处理，此时用户话机若使用脉冲拨号将不能出中继，若使用音频话机，则号码直接由话机发出。

音频—使用双音频发号器发号。

脉冲—使用脉冲发号器发号。

MFC—适用于数字中继。

不使用—不使用主机发号器，直接由用户话机发号。

计费方式：对出该中继的用户进行计费的方式。

延时—振铃响过了一定的时间（具体时间在计费延时中设置）后，不管有否接听都开始计费。

反极—最为准确的计费方法。（需要对端提供反极信号）

关闭—不计费用。

组号：将局向号分成若干组后，可在该处选择该中继的所属局向组。当用户出局时，将在所选局向号组中选择空闲的局向号出局。用户可在中继参数界面右边设置局向组，同一个局向组可包括多个不同的局向号；点击“+”按钮增加一个局向组，鼠标选中一个局向组点击“-”按钮删除选中的局向组，最多可设 1000 个局向组。

线路信令超时：设置该中继线路信号接收得最大时间长度，超过所设置的时间长度就不再进行本次收号，最长可设置为 999 毫秒。

MFC超时：设置 MFC 收号的最大时间长度，超过所设置的时间长度就不再本次收号，最长可设置为 999 毫秒。

计费延时：计费方式设置为延时类型时，在这里设置具体的延时时间长度，最长可设置为 99 毫秒。

发码间隔：即发号器自动发号的时间间隔，系统默认为 0ms，最大可设置为 99 毫秒。

发码：设置中继发码方式。鼠标左键点击需修改的用户发码，弹出中继发码设置界面，界面如下：

中继发码设置

中继发码方式

开始项 批量 设置

总项数 取消

话机发码—使用话机本身的发号器进行发码。

发固定号码—调度员按该中继键后，调度主机自动发送固定的电话号码。固定号码在右边显示框中设置。

加发号码—话机首先发送指定号码，然后发送话机按键号码，指定号码可在右边显示框中设置。

部分转发—调度主机只向外线发送用户拨局向号占用该中继后所拨的号码。

全部转发—调度主机向外线发送用户所拨的全部有效号码（包括局向号）。

去电 CID：设置该中继发给对方的来电显示方式（除数字 E&M 外的数字中继）。

去电CID

中继去电CID方式

开始项 批量 设置

总项数 取消

加发局向号—对方来电显示号码前显示相应的局向号。

加发指定号码—对方来电显示除了显示本身中继号码外，还显示指定的号码，指定号码可在右边显示框中设定。

发送指定号码—对方来电显示显示指定的号码，指定号码可在右边显示框中设定。

直接发送—对方来电显示本身中继号码。

限拨字头：设置不允许该中继拨打的电话号码的字头，最多可设置 8 个，字头长度最长为 4 位。例如：设置为 90，则该中继不能拨打 90 开头的电话号码。

中继限拨字头

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

批量

开始

个数

批量

设置

取消

来电设置：中继来电显示剔除完整来电号码的某一段号码，用户可按照需要灵活设置。例如来电原号码为 85196588（共 8 位），在以下界面的剔除起始位选择 1，剔除位数输入 4，则来电只显示后面 4 位即 6588。

剔除起始位—剔除实际来电号码的起始位。选择保留表示不进行中继来电号码剔除。
剔除位数—剔除号码的具体位数。

A6：中国一号信令中是否向对方请求发送来电显示。

关闭——中国一号信令中不向对方请求发送来电显示。

允许——中国一号信令中向对方请求发送来电显示。

增益：调节该中继的音量大小。调节范围为-15db~+15db，默认值为 0，用户可根据实际需要进行调整。

8、键盘参数设置：

[界面操作说明]

键盘参数设置界面分为左中右三部分，左边显示系统中所有的键盘列表。鼠标右键双击一个键盘，界面中部和右部将显示该键盘各类信息，信息包括以下内容，并可进行设置修改。

[参数操作说明]

键盘名称：用户标识键盘，用户可根据实际情况进行修改。

调度字头：调度字头号码长度 1 位或者两位，第一位的范围 0—9，第二位的范围 0—9、*、#。比如，用户设置调度字头 9 或者 91，则其他分机用户拨 9 或者 91 时，对应调度话机振铃。

调度话机 1/调度话机 2：该键盘的两个调度话机的电话号码。用户可根据实际情况进行修改。

调度时间显示模式：

用户挂机后显示—在用户挂机后显示调度系统时间。

通话结束后显示—在通话结束后显示调度系统时间。

拨调度的振铃方式：

当前调度振铃—有分机或外线拨打调度时，该调度键盘振铃。

所有调度振铃—有分机或外线拨打调度时，所有的调度键盘都振铃。

中继振铃声：

通用—中继与用户分机来电时调度振铃声相同。

区别—中继与用户分机来电时调度振铃声不同。

蜂鸣响：

勾选蜂鸣响—外线来电时键盘鸣响，用于提醒调度员来电为外线来电。

不勾选蜂鸣响—有外线进来键盘不鸣响。

夜服：勾选夜服选项，则在右边填入该调度键盘的夜服电话号码，即可开通夜服功能。

直通外线：在此设置直通外线的号码，例如设置为 013136188099，则该调度话机提机按下对应键盘用户键，可直接呼叫外线电话。

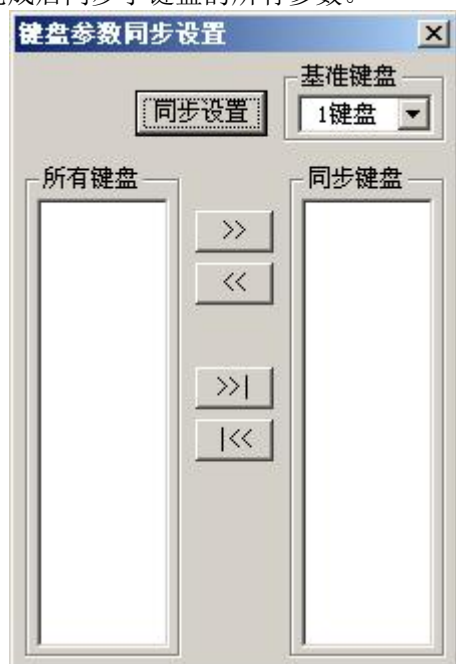
控制用户：显示该键盘所控制的用户的号码，用户可根据实际情况进行修改。

控制中继：显示该键盘所控制的中继号码，用户可根据实际情况进行修改。

会议用户：显示该键盘能控制参加会议的用户号码，用户可根据实际情况进行修改。批量设置方法同直通外线批量设置。

组呼一~组呼八：每一组将显示该组内的用户号码，用户号码可根据用户的分组情况具体设定。批量设置方法同直通外线批量设置。

键盘同步设置说明：点击界面左上方“键盘同步设置说明”按钮，弹出如下所示界面。设置完成后同步了键盘的所有参数。



9、局参数设置

界面如下：

DIS60维护系统 - 参数管理

[登录](#)
[参数管理](#)
[主机状态](#)
[操作员管理](#)
[主机升级](#)
[辅助参数](#)
[注销](#)
[帮助](#)

[用户参数](#)
[中继参数](#)
[键盘参数](#)
[局参数](#)
[通讯参数](#)

主机名称:

等位拨号长度:
 码间间隔时间:
 调度忙等待时间:
 用户无人接听拆线时间:

发号强度:
 拆发号器时间:
 收号器候码时间:
 中继无人接听拆线时间:

中继呼入用户的接续方式:

第一个2B+D板: 机框 槽位
 第二个2B+D板: 机框 槽位
 第三个2B+D板: 机框 槽位
 第四个2B+D板: 机框 槽位

[设置](#)
[刷新](#)
[保存](#)
[打开](#)
[全部加载](#)

Dahua Tech. 内部版本号:1.01.015
 DIS60维护系统
 连接正常: [10.9.3.48] [用户:admin]
 数字 16:23:05

[参数操作说明]

主机名称: 在此设置和修改调度主机的名称。

等位拨号长度: 在此设置和修改该局内分机号码长度。

码间间隔时间: 拨打号码时, 单个号码间允许等待的最大时间间隔, 单位为秒。若拨号号码间等待的时间超过该设置的时间, 则用户听忙音, 释放收号器。

调度忙等待时间: 当调度处于占用状态时, 用户呼入调度时等候的最长时间, 单位为秒。超过设定时间后将由“调度忙请等候”提示音改为向用户送忙音, 提示用户挂机。

用户无人接听拆线时间: 设置分机呼入无人接听时, 释放发号器的时间, 时间单位为秒, 该项设置可根据用户的具体情况进行设定。

发号强度: 默认为0, 用于调整音频发号器的发号幅度。

拆发号器时间: 当用户拨打外线时, 拆除发号器接通话路的时间, 时间单位为秒, 建议使用默认值3。

收号器候码时间: 分机提机后等待拨号的最长时间, 时间单位为秒。当用户提机后超过设定的时间没有拨号时, 向该用户送忙音, 释放收号器。

中继无人接听拆线时间: 设置中继呼入无人接听时, 释放中继的时间, 时间单位为秒, 该项设置可根据用户的具体情况进行设定。

中继呼入用户的接续方法: 在此设置有中继呼叫用户分机时, 用户分机正忙时的处理方法。

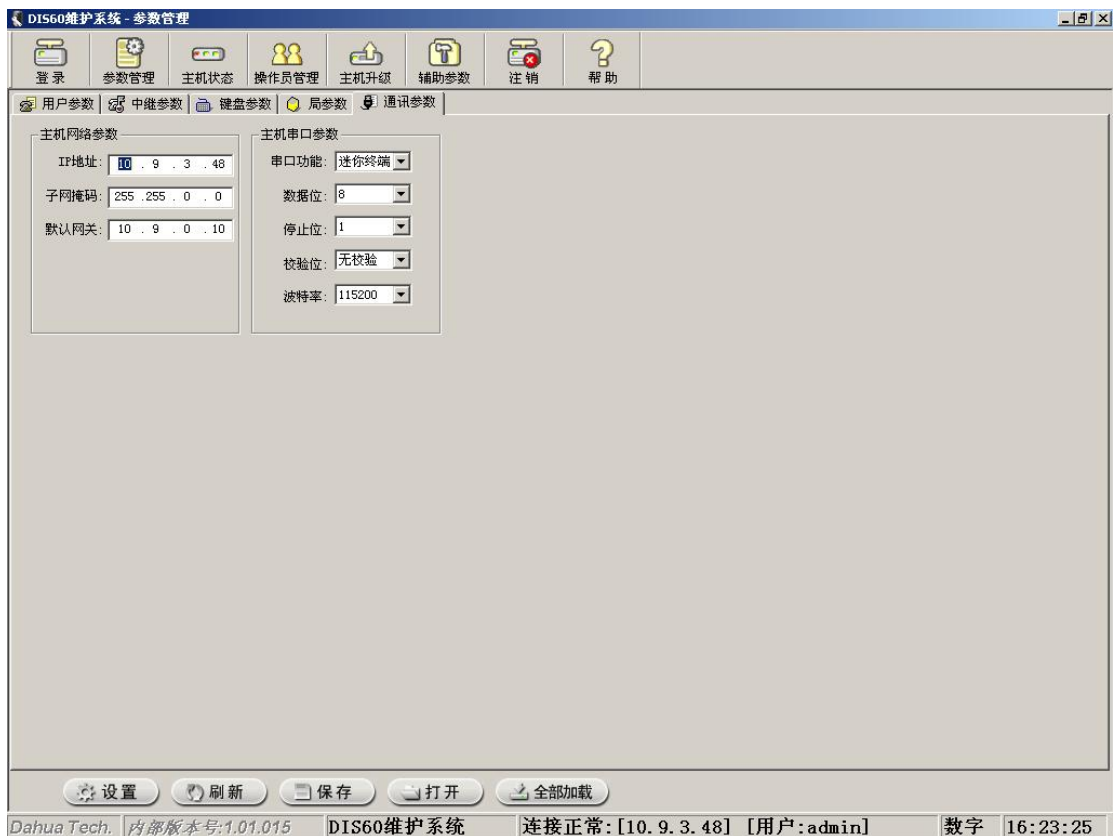
遇忙时挂机—有中继呼叫用户分机时, 用户分机正忙时则直接挂断中继的呼叫。

遇忙时转调度—有中继呼叫用户分机时, 用户分机正忙时则直接转到调度。

2B+D板参数设置: 在此处设置各2B+D板实际所在的机框和槽位。

10、通讯参数设置

其界面如下:



[主机网络参数说明]

IP 地址：显示了调度主机的 IP 地址。用户可根据实际情况进行相应的修改。

子网掩码：显示了调度主机的 IP 地址掩码。用户可根据实际情况进行相应的修改。

默认网关：显示了调度主机的默认网关地址。用户可根据实际情况进行相应的修改。

[主机串口参数说明]

串口功能：调度主机 RS232 串口连接的终端类型。有迷你终端、拨号终端、其他等选项可选。当使用 Modem 拨号进行远程维护时设置成拨号终端，否则设置成迷你终端。

数据位：1—8 位。（默认值 1）

停止位：1—2 位。（默认值为 1）

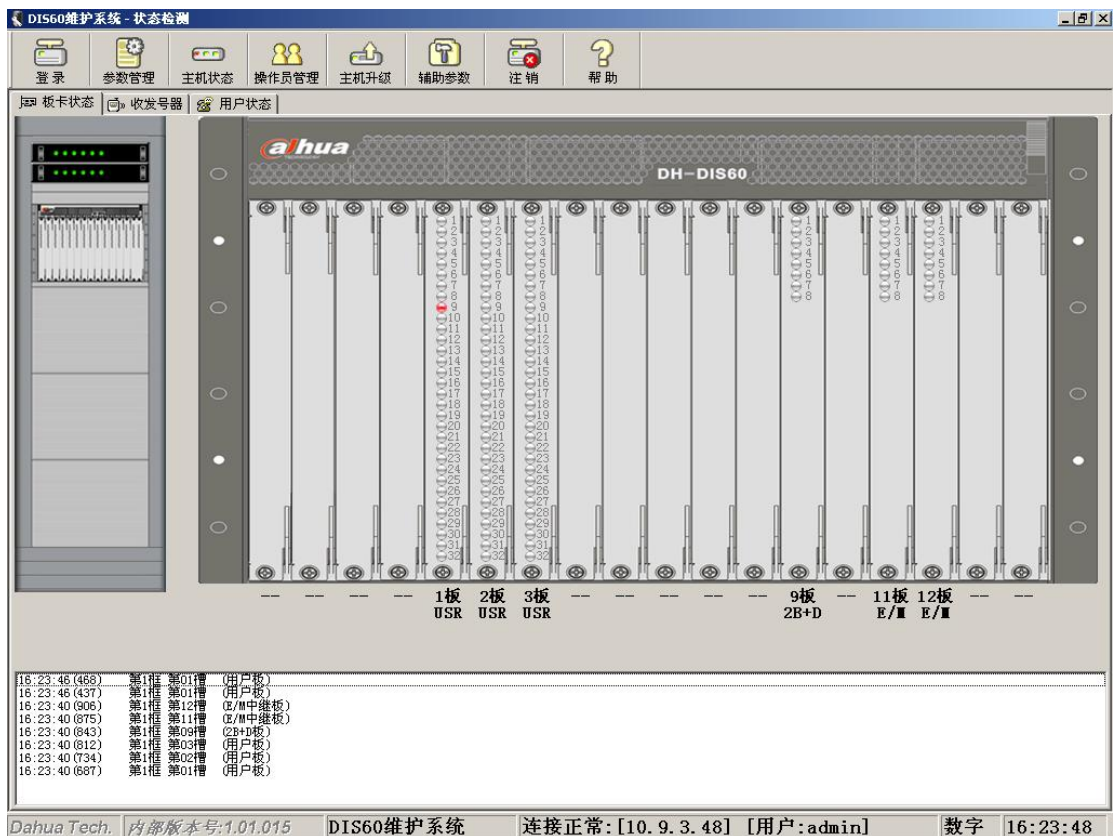
校验位：奇校验、偶校验、无校验。（默认值为无校验）

波特率：1200—115200bps（默认值为 115200）

11、主机状态

11.1、板块状态：

点击主界面上方“主机状态”按钮，进入主机状态监控界面，默认即为板卡状态监控界面，界面如下所示：

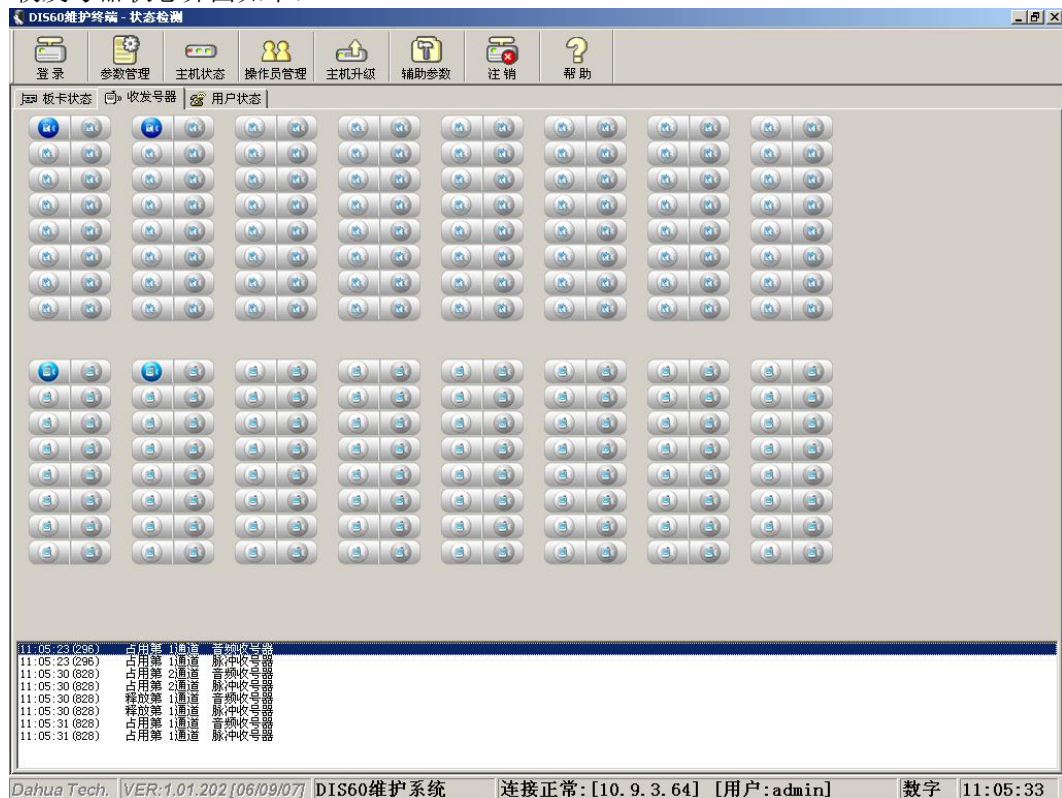


板卡状态界面上方实时显示了调度主机机柜和机框装配示意图。机框最上方为主机一次电源，下面最多可放4个机框，使用鼠标左键点击需查看的机框，该机框状态装配示意图即刻显示在界面右边。

界面下方显示了对应机框中的实时板卡信息。

11.2、收发号器状态：

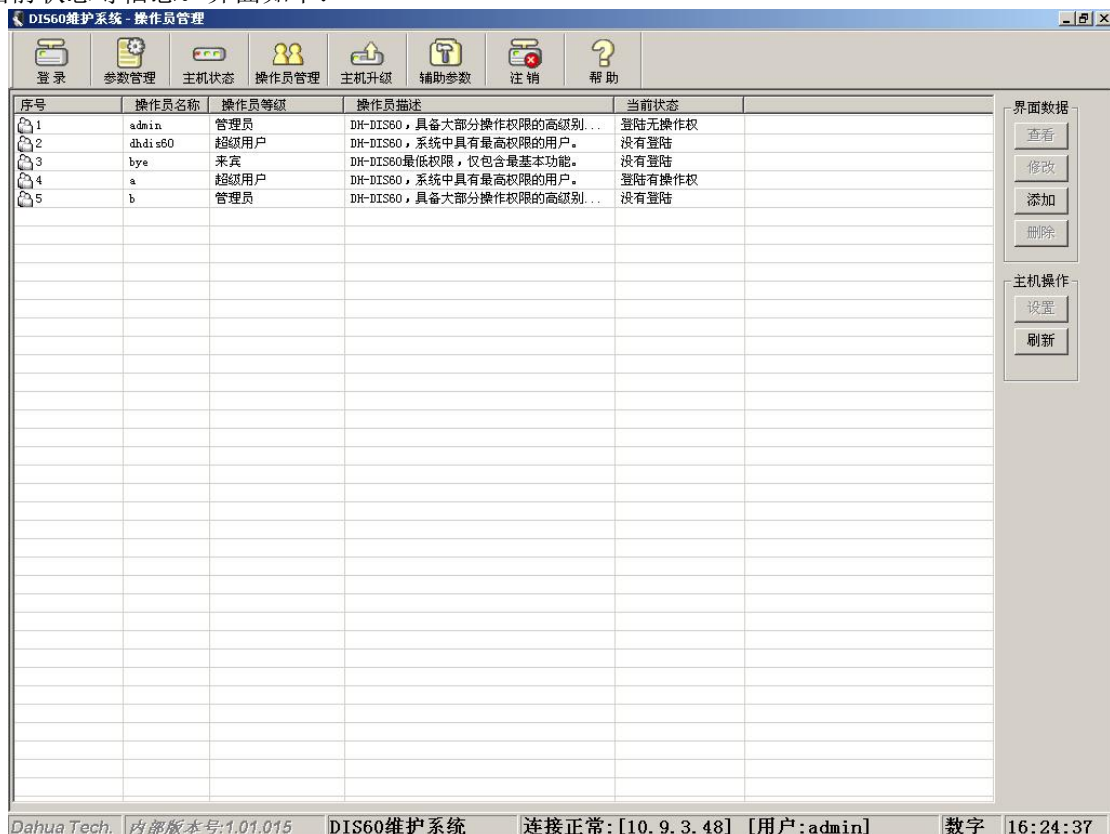
收发号器状态界面如下：



界面上部分形象的显示了调度主机 128 个收发号器（上方为 64 个音频收发号器，下方为 64 个脉冲收发号器），显示蓝色的表示该收发号器正在被占用或被释放中，界面下部分实时显示各收发号器的占用信息。

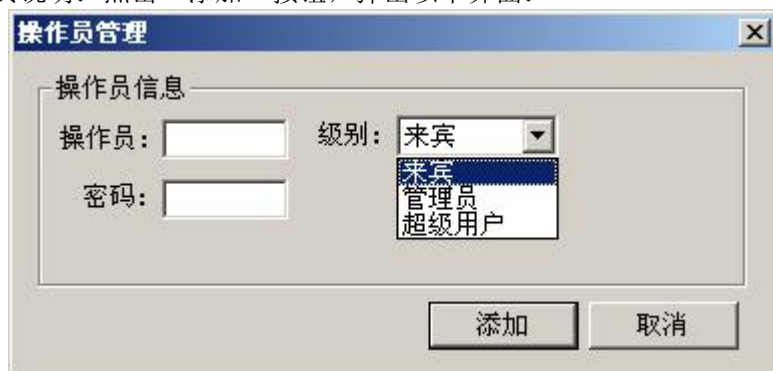
11.3、操作员管理：

操作员管理界面中显示了已有操作员信息，包括操作员号码、操作员等级、操作员描述和当前状态等信息。界面如下：



界面右边是各类操作按钮。鼠标选中一条操作员信息，可对相应操作员进行查看、修改、删除等操作。

添加操作员说明：点击“添加”按钮，弹出以下界面：



输入添加的操作员名称和密码，设置好操作员级别（来宾、管理员、超级用户），点击“添加”按钮即可。

操作员级别说明：来宾——最低权限，只具备查看权限，无操作权。管理员——具有大多数操作权，但对操作员无修改、添加权。只能修改自己的登陆密码。超级管理员——具有所有的操作权。

四、录音管理系统

1、系统安装

电脑配置要求：

CPU: Pentium4.0 1.6G 或以上。
内存: 256MB 或以上。
硬盘: 40GB 或以上。
显示器的分辨率建议置为 1024*768 模式。
系统本身的运行无须光驱或软驱等 PC 机的辅助配置。
必须配备 100M/10M (或其他类型的) 自适应网卡 (与录音系统进行网络连接)。
本录音管理系统安装所需的空间小于 20MB。
运行平台: 建议使用 Win2000 (profession/server 版)或 WinXP。
安装: 进入 WINDOWS 系统, 运行光盘中录音管理系统的安装程序 Setup 文件, 按照提示逐步完成录音管理系统的安装。

2、录音管理系统登录

若要对本录音管理系统进行相应的操作, 必须先登录系统。用鼠标左键双击桌面上的“DH-录音管理系统”图标或点击开始—>程序—>DH-录音软件菜单下的“DH-录音管理系统”按钮自动进入录音系统登录界面。
首次登录系统或登陆的录音系统地址有更改时, 请点击登录界面中“设备地址”按钮, 地址中输入录音系统的 IP 地址及相应的端口号。
然后输入登录的用户名及密码, 点击“登录”即可登陆系统, 若用户名密码有错时会弹出出错信息。

成功登录系统后主界面如下:



如上图所示, 录音管理系统主界面可分为菜单栏、工具栏、录音通道状态显示窗口、主机数据查询窗口及录音管理系统状态栏。

3、菜单及工具栏操作说明:

3.1、连机

3.1.1 连接主机: 点击菜单“连机—登录主机”选项或工具栏中“登录”图标, 录音管理系统连

接相应的录音系统，登录录音管理系统。

3.1.2 断开连接：成功登录主机后，点击菜单“连接—断开连接”选项或工具栏中“登录”图标，录音管理系统与连接的相应录音系统断开，同时自动弹出系统登录界面，提示用户登录录音系统。登录操作详见本章 2、录音管理系统登录。

3.1.3 退出：点击菜单“连机—退出”选项，系统弹出提示框“是否退出系统？”，点击“是”退出系统，点击“否”则可继续操作录音管理系统。

3.2、查询

3.2.1 查询录音：点击菜单“查询—查询录音”选项或工具栏中“录音查询”图标，系统弹出“查询历史录音信息”窗口，界面如下：



该窗口标题为“查询历史录音信息”，包含以下字段和按钮：

- 查询条件：**
 - 号码类别：**下拉菜单，当前选择“区别主、被叫”。
 - 主叫号码：**文本输入框。
 - 被叫号码：**文本输入框。
 - 通话类型：**下拉菜单，当前选择“默认”。
- 时间选择：**
 - 起始时间：**复选框（已勾选），右侧为日期时间选择器，显示“2006-11-14 9:43:15”。
 - 结束时间：**复选框（已勾选），右侧为日期时间选择器，显示“2006-11-14 9:43:15”。
- 操作按钮：**“查询”和“取消”。

[参数操作说明]

号码类别：查询录音的号码类别。区别主、被叫—所查询的录音信息需区分主叫与被叫号码，选择该项时需在下面输入主叫号码与被叫号码这两个查询条件；不区别—所查询的录音信息无需区分主叫与被叫号码，选择该项时只需在下面输入查询号码即可。

通话类型：查询录音信息的通话类型。默认—查询所有符合其他条件的历史录音信息；双方通话—只查询符合其他条件的双方通话录音信息，无需查询多方通话信息；多方通话—只查询符合其他条件的多方通话录音信息，无需查询双方通话信息。

起始时间：用鼠标勾选中该选项，在下方输入查询录音信息的开始时间。若不勾选，则对录音信息无开始时间要求。

结束时间：用鼠标勾选中该选项，在下方输入查询录音信息的结束时间。若不勾选，则对录音信息无结束时间要求。

在查询历史录音信息窗口中输入对应的查询条件后，点击“查询”按钮，则在主机数据查询窗口中的录音文件列表中显示查询结果。

3.2.2 查询日志：点击菜单“查询—查询日志”选项或工具栏中“日志查询”图标，系统弹出“设备日志查询”窗口，界面如下：



该窗口标题为“设备日志查询”，包含以下元素：

- 查询起始日期：**日期选择器，当前显示“2006-11-14”。
- 操作按钮：**“查询”和“取消”。

选择查询的起始日期，点击“查询”按钮，则在主机数据查询窗口中的主机日志中显示查询结果。

3.3、参数管理

3.3.1 操作员管理

点击菜单“参数管理—操作员管理”选项或工具栏中“操作员”图标，弹出操作员管理窗口，在该窗口中显示已有各操作员的名称、等级及描述。



[Parameter Description]

IP Address: Set the IP address of the recording system connected to the recording system.

Device Mask: Set the mask address of the recording system connected to the recording system.

Default Gateway: Set the default gateway address of the recording system connected to the recording system.

Data bits: 1-8 bits. (Default value 1)

Stop bits: 1-2 bits. (Default value 1)

Parity: Odd parity, Even parity, No parity. (Default value No parity)

Baud rate: 1200-115200bps (Default value 115200)

After setting the parameters, click the "Settings" button to successfully save the parameter settings.

3.4、播放器

Select display or hidden player, the player interface is as follows:



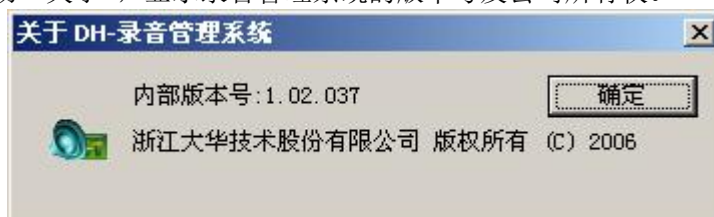
3.5、查看

Select whether to display the toolbar and status bar in the recording management system interface.

3.6、帮助

Click the menu "Help - System Help" option or the toolbar "Help" icon, the help file is displayed, the logged-in user can refer to the help file to operate the recording management system.

Click the menu "Help - About", the version number and company ownership of the recording management system are displayed.



3.7、其他工具栏图标说明:

3.7.1 Clock Synchronization: Click the toolbar "Clock Synchronization" icon, the time of the recording management system is synchronized with the time of the recording device.

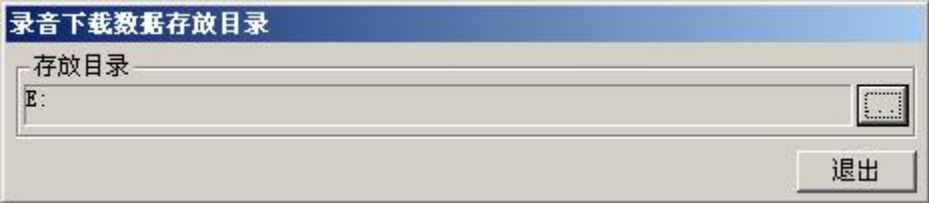
3.7.2 Set recording file storage path: Click the toolbar "Download Directory" icon, the following setting window is displayed:



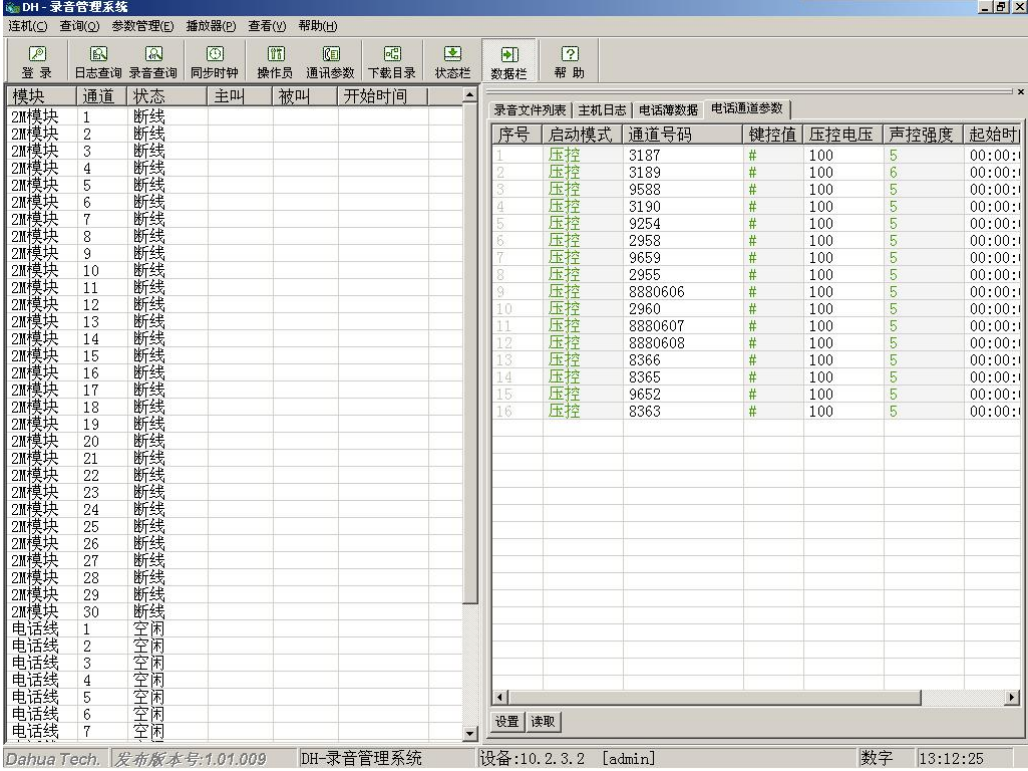
点击 “...” 按钮，弹出以下窗口：



在以上窗口中选择录音文件下载后的保存路径（以保存到 E 盘根目录下为例），点击“确认”，显示如下界面，最后退出该界面即可。

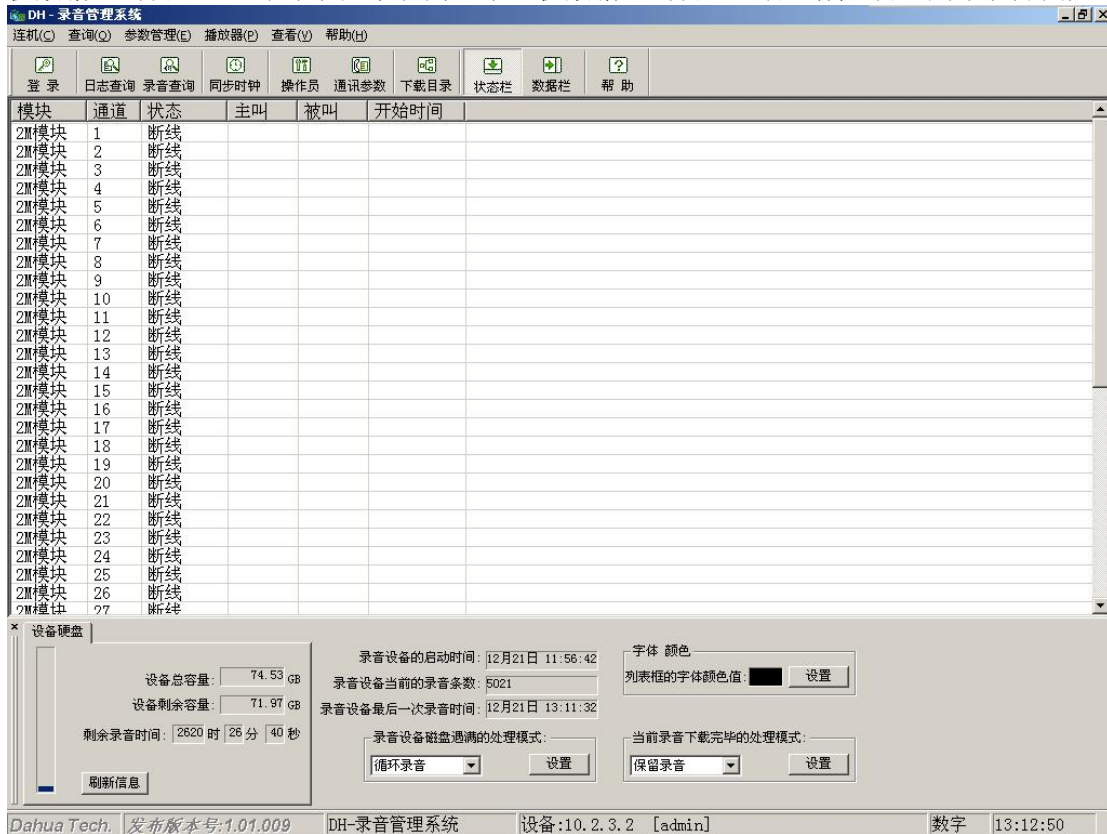


3.7.3 隐藏/显示主机参数信息窗口：点击工具栏中“状态栏”图标，隐藏或显示主界面下方的主机参数信息窗口。登录系统后默认为显示主机参数信息窗口，若隐藏该窗口则系统界面如下：



3.7.4 隐藏/显示主机数据查询窗口：点击工具栏中“数据栏”图标，隐藏或显示主界面右边的

主机数据查询窗口。登录系统后默认为显示主机数据查询窗口，若隐藏该窗口则系统界面如下：



4、录音通道状态显示窗口说明：

录音通道状态显示窗口如下所示：

模块	通道	状态	主叫	被叫	开始时间
2M模块	15	断线			
2M模块	16	断线			
2M模块	17	断线			
2M模块	18	断线			
2M模块	19	断线			
2M模块	20	断线			
2M模块	21	断线			
2M模块	22	断线			
2M模块	23	断线			
2M模块	24	断线			
2M模块	25	断线			
2M模块	26	断线			
2M模块	27	断线			
2M模块	28	断线			
2M模块	29	断线			
2M模块	30	断线			
电话线	1	空闲			
电话线	2	空闲			
电话线	3	空闲			
电话线	4	空闲			
电话线	5	空闲			
电话线	6	空闲			
电话线	7	空闲			
电话线	8	空闲			
电话线	9	空闲			
电话线	10	空闲			
电话线	11	空闲			
电话线	12	空闲			

录音设备最多可连接 30 路 2M 模块和 16 路电话线。在该窗口中显示了实时的录音通道状态，包括有模块、通道、状态、主叫、被叫和开始时间等信息。

[参数说明]

模块：显示了连接该路录音设备的模块类别。2M 模块—使用 2M 连接录音系统；电话线—直接使用电话线连接录音系统。

通道：录音系统的通道数。

状态：显示录音系统该通道的状态。断开—表示该通道未连接 2M 模块或电话线；空闲—表示该通道处于空闲状态未在通话中；双方通话—表示该通道正在进行双方通话录音；多方通话—表示该通道正在进行多方通话录音。

主叫：显示该通道的主叫号码。

被叫：显示该通道的被叫号码。

开始时间：显示该通道开始录音的时间。

5、主机数据查询窗口说明：

5.1、录音文件查询列表：

进行录音查询后，录音文件的查询结果显示在该列表中，界面如下：

5.3.2 修改用户：在列表中选需要进行修改的用户，点击“修改”按钮，弹出号码簿修改界面，界面同添加界面。对用户号码和用户名称进行修改后，点击“修改”，弹出确认窗口，在确认窗口上点击“是”即可。

5.3.3 删除用户：在列表中选需要删除的用户，点击“删除”按钮，弹出确认窗口，在确认窗口上点击“是”即可。

5.4、电话通道参数列表：

在此设置 16 路接电话线录音通道的录音方式，界面如下：

序号	启动模式	通道号码	键控值	压控电压	声控强度	起始时间	结束时间
1	压控	3187	#	100	5	00:00:00	24:00:00
2	压控	3189	#	100	6	00:00:00	24:00:00
3	压控	9588	#	100	5	00:00:00	24:00:00
4	压控	3190	#	100	5	00:00:00	24:00:00
5	压控	9254	#	100	5	00:00:00	24:00:00
6	压控	2958	#	100	5	00:00:00	24:00:00
7	压控	9659	#	100	5	00:00:00	24:00:00
8	压控	2955	#	100	5	00:00:00	24:00:00
9	压控	8880606	#	100	5	00:00:00	24:00:00
10	压控	2960	#	100	5	00:00:00	24:00:00
11	压控	8880607	#	100	5	00:00:00	24:00:00
12	压控	8880608	#	100	5	00:00:00	24:00:00
13	压控	8366	#	100	5	00:00:00	24:00:00
14	压控	8365	#	100	5	00:00:00	24:00:00
15	压控	9652	#	100	5	00:00:00	24:00:00
16	压控	8363	#	100	5	00:00:00	24:00:00

[参数说明]

启动模式：触发录音的方式。有键控—通过电话按键出发录音事件、声控—通过声音的大小触发录音事件、压控—通过电压大小触发录音事件、关闭—改通道不进行录音。

通道号码：对应通道的电话号码。

键控值：启动模式选择键控时有效，例如设置为“#”，则电话用户在通话时按“#”号时即开始进行录音。

压控电压：启动模式选择压控时有效，相应通道通话的电压达到设置值时，则开始进行录音。

声控强度：启动模式选择声控时有效，相应通道通话的声控强度达到设置值时，则开始进行录音，设置范围为 0—15。

起始时间、结束时间：设置录音的开始和结束的时间。

修改完各参数后，点击界面左下方的“设置”按钮后，设置方才起效。

6、主机参数信息窗口操作说明：

主机参数信息窗口显示在主界面下方，处于系统状态栏上方，界面如下：

设备硬盘

设备总容量: 74.53 GB

设备剩余容量: 72.02 GB

剩余录音时间: 2622 时 2 分 40 秒

刷新信息

录音设备的启动时间: 12月21日 10:58:10

录音设备当前的录音条数: 4947

录音设备最后一次录音时间: 12月21日 11:09:24

录音设备磁盘遇满的处理模式:

循环录音

设置

字体颜色

列表框的字体颜色值: 黑色

设置

当前录音下载完毕的处理模式:

保留录音

设置

6.1、设备参数：

在上方界面的左边显示了录音设备的硬盘使用状态。

[参数说明]

硬盘状态进度条：显示了录音设备硬盘的使用状况。

设备总容量：显示了录音设备硬盘的总容量。

设备剩余容量：显示了录音设备硬盘剩余未使用的容量。

剩余录音时间：显示了录音设备硬盘剩余空间所能进行录音的时间。

6.2、其他主机参数说明：

录音设备的启动时间：显示了最近一次录音设备的开启时间。

录音设备当前的录音跳数：显示了当前录音设备已录音的文件数。

录音设备磁盘满的处理方式：在此选择录音设备磁盘满时的处理方式。循环录音—磁盘满时，从最旧的录音文件开始进行覆盖录音；停止执行录音—磁盘满时即停止进行录音。

字体颜色：系统默认字体颜色为黑色。点击字体颜色框中的“设置”按钮，用户可按个人喜好自由设置系统列表框中的字体颜色。例如选择蓝色，则主界面显示如下：

DH - 录音管理系统

连机(C)

查询(Q)

参数管理(E)

播放器(P)

查看(V)

帮助(H)

登录

日志查询

录音查询

同步时钟

操作员

通讯参数

下载目录

状态栏

数据栏

帮助

模块	通道	状态	主叫	被叫	开
2M模块	1	断线			
2M模块	2	断线			
2M模块	3	断线			
2M模块	4	断线			
2M模块	5	断线			
2M模块	6	断线			
2M模块	7	断线			
2M模块	8	断线			
2M模块	9	断线			
2M模块	10	断线			
2M模块	11	断线			
2M模块	12	断线			
2M模块	13	断线			
2M模块	14	断线			
2M模块	15	断线			
2M模块	16	断线			
2M模块	17	断线			
2M模块	18	断线			
2M模块	19	断线			
2M模块	20	断线			
2M模块	21	断线			
2M模块	22	断线			
2M模块	23	断线			
2M模块	24	断线			
2M模块	25	断线			
2M模块	26	断线			

录音文件列表

主机日志

电话簿数据

电话通道参数

序号	启动模式	通道号码	键控值	压控电压	声控强度	起始时间	结束时间
1	压控	3187	#	100	5	00:00:00	24:00:00
2	压控	3189	#	100	6	00:00:00	24:00:00
3	压控	9588	#	100	5	00:00:00	24:00:00
4	压控	3190	#	100	5	00:00:00	24:00:00
5	压控	9254	#	100	5	00:00:00	24:00:00
6	压控	2958	#	100	5	00:00:00	24:00:00
7	压控	9659	#	100	5	00:00:00	24:00:00
8	压控	2955	#	100	5	00:00:00	24:00:00
9	压控	8880606	#	100	5	00:00:00	24:00:00
10	压控	2960	#	100	5	00:00:00	24:00:00
11	压控	8880607	#	100	5	00:00:00	24:00:00
12	压控	8880608	#	100	5	00:00:00	24:00:00
13	压控	8366	#	100	5	00:00:00	24:00:00
14	压控	8365	#	100	5	00:00:00	24:00:00
15	压控	9652	#	100	5	00:00:00	24:00:00
16	压控	8363	#	100	5	00:00:00	24:00:00

设置

读取

设备硬盘

设备总容量: 74.53 GB

设备剩余容量: 71.99 GB

剩余录音时间: 2621 时 13 分 36 秒

刷新信息

录音设备的启动时间: 12月21日 11:27:41

录音设备当前的录音条数: 4980

录音设备最后一次录音时间: 12月21日 11:38:00

录音设备磁盘遇满的处理模式:

循环录音

设置

字体颜色

列表框的字体颜色值: 蓝色

设置

当前录音下载完毕的处理模式:

保留录音

设置

Dahua Tech.

发布版本号: 1.01.009

DH-录音管理系统

设备: 10.2.3.2 [admin]

数字

11:38:24

当前录音下载完毕的处理模式：在此选择录音下载完毕后的处理方式。保留录音—录音文件下载到本地 PC 机上后，仍在录音设备中保留该录音文件；删除录音—录音文件下载到本地 PC 机后，即在录音设备中删除该录音文件。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

Q/JLT-1-04-021-2015

光纤通信技术规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

为了规范通信运行维护人员的监控、巡视、操作、故障及事故处理，特制定本规程。

本规程是依据通信设备制造厂家有关技术文件以及有关通信系统的运行技术标准制定的。

制定本规程的目的是对某水电站通信系统设备的技术规范、维护检查、正常操作、故障及事故处理作出技术要求。

本标准由国电吉林台水电开发有限公司维护部提出并归口。

本标准起草单位：

本标准主要起草人：

本标准首次发布时间： 年 月 日

本标准由国电吉林台水电开发有限公司维护部负责解释

校 核：

审 核：

批 准：

某水电开发有限公司企业标准

光纤通信技术规程

1 总则

- 1.1 光纤通信是通信技术发展的重要方向，是电力系统专用通信网一种先进实用的通信手段。在电力系统运用光纤通信具有其它通信方式不能比拟的一些优点。为了加强某水电站专用通信网光纤通信的管理，更有效地为电网服务，特制定本规程。
- 1.2 本规程适用于某水电站所属直埋光缆、管道光缆(含利用缆沟、廊道敷设方式的光缆)、自承式光缆(ADSS)、架空地线复合光缆(OPGW)和其他敷设方式的光纤通信电路、设备的运行维护和管理。
- 1.3 制定本规程的目的在于采用专业技术管理手段，提高光纤通信的运行管理水平，保证运行设备和电路传输性能符合技术标准，确保人身及设备安全，为电力调度、继电保护、安全稳定控制装置、电网调度自动化及企业管理和行政管理提供稳定可靠的信息传输通道。
- 1.4 本技术标准遵循以下相关标准及规范的最新标准：
- IEC 国际电工协会
 - IEEE 电气与电子工程师协会
 - ISO 国际标准化组织
 - ITU 国际电信联盟
 - GB 中华人民共和国国家标准

2 光纤通信技术要求

2.1 光纤通信系统参考数字通道

数字传输模型

- (a) 假设参考数字通道（HRDP）长度为 6900Km。
- (b) 假设参考数字段（HRDS）长度为 280Km。

2.2 系统误码性能

(1)数字通道的误码指标不应劣于表 1 的指标(测试时间不少于 24 小时)。

表 1 50km 数字通道误码指标

速率 t/s)	2048	34368	139264/155520	622080	2488320
ESR	1. 1E-4	2. 063E-4	4. 4E-4	1. 01E-6	1. 01E-6
SERS	5. 5E-6	5. 5E-6	5. 5E-6	5. 5E-6	5. 5E-6
BBER	5. 5E-7	5. 5E-7	5. 5E-7	2. 75E-7	2. 75E-7

(2)工程设计实际数字段误码性能指标可按线性关系进行折算。

2.3 抖动指标

2.3.1 SDH 抖动指标要求

- SDH 网络接口容许的最大输出抖动

SDH 网络接口的最大容许的输出抖动不应超过表 2 中所规定的数值。滤波器频响按 20dB/10 倍频程滚降，低频部分按 60dB/10 倍频程滚降，测量时间为 60s。括号中数值为数字段要求。

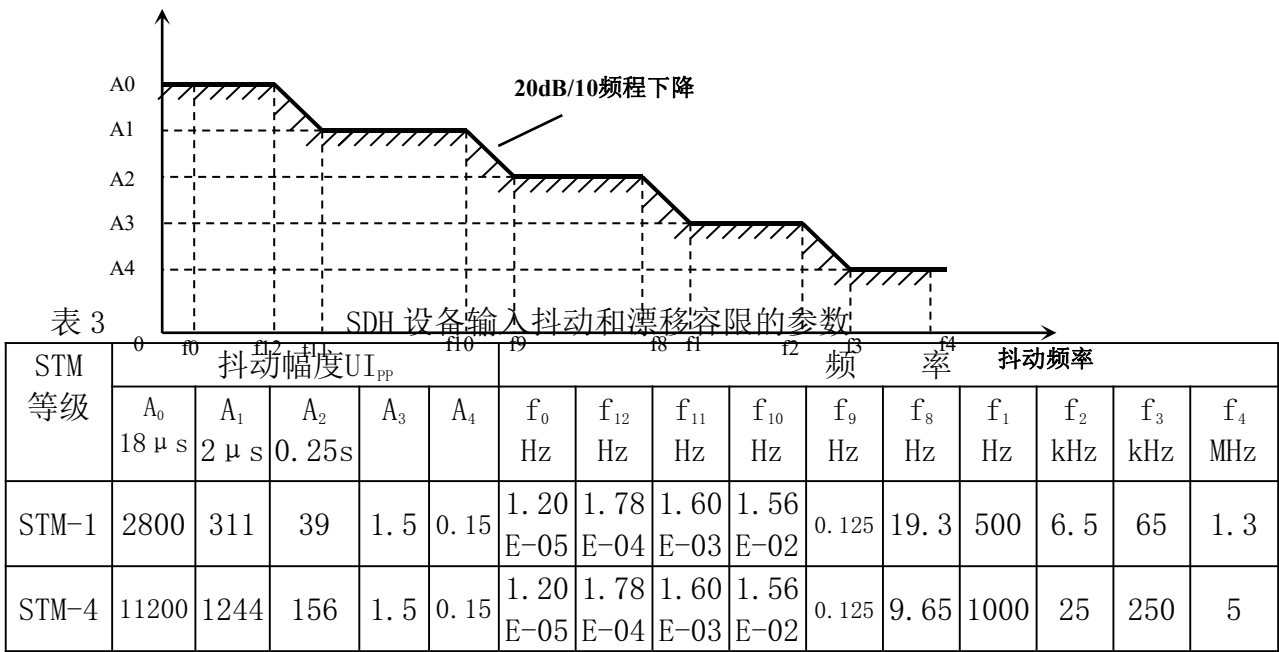
表 2 SDH 网络接口最大容许输出抖动

速率	网络接口限值		测量滤波器参数		
	B1 (UIpp)	B2 (UIpp)	f1 (Hz)	f2 (Hz)	f3 (Hz)
(kbit/s)	f1~f4	f3~f4			
155520	1.5 (0.75)	0.15 (0.15)	500	65k	1.3M
622080	1.5 (0.75)	0.15 (0.15)	1000	250k	5M

- SDH 设备的输入口的抖动和漂移容限

SDH 设备的输入口容许的正弦调制输入抖动和漂移应符合图 1 和表 3 的要求。

图 1 SDH 设备输入抖动和漂移容限的参数



注：对于 STM-1 等级，其 STM-1 电接口也包括在内。

2.3.2 PDH 网络接口容许的最大输出抖动

- PDH 网络接口最大允许抖动不应超过表 4 中所规定的数值。滤波器频响按 20dB/10 倍频程滚降。

表 4 PDH 网络接口的最大允许输出抖动

速率	限 值		测量滤波器参数		
	B1(UIpp)	B2(UIpp)	f1 (Hz)	f2 (Hz)	f3 (Hz)
(kbit/s)	f1~f4	f3~f4			
2048	1.5	0.2	20	18k	100k
34368	1.5	0.15	100	10k	800k
139264	1.5	0.075	200	10k	3500k

- SDH 设备 PDH 支路输出口抖动和漂移容限 $B_1(U_{Ipp})$

来自 2048kbit/s 同步器的输出抖动在没有输入抖动和指针调整时，应不超过 0.35UI 峰—峰值，测量方法按 G. 783 建议；来自 140Mbit/s 且没有输入抖动和指针调整的抖动和漂移指标及测量方法由制造方提供。

②来自指针调整的抖动和漂移指标及测量方法由制造方提供。

③来自支路映射和指针调整的结合抖动和漂移：在提供通道的所有网络单元在同步状态下，支路映射和指针调整的结合抖动和漂移应满足表 6、图 4 的要求。

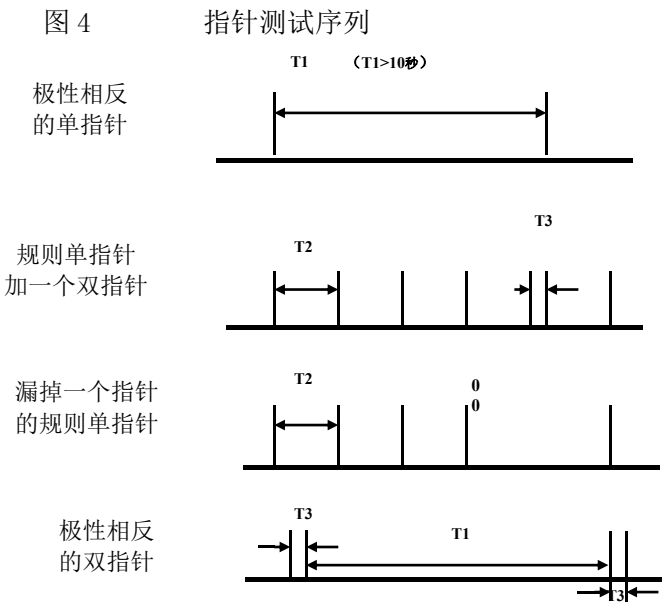
表 6 映射抖动和结合抖动规范表

G. 703 接口	比特 率 容限	滤波器特性			最大峰—峰抖动			
		f1	f3	F4	映射抖动		结合抖动	
		高通	高通	低通	f1-f4	f3-f4	f1-f4	f3-f4
2048 kbit/ s	±50 ppm	20Hz 20dB/dec	18kHz 20dB/dec	100kHz -20dB/dec	注 1	0.075UI	0.4UI 注 1	0.075UI 注 1
34368 kbit/ s	±20 ppm	100Hz 20dB/dec	10kHz 20dB/dec	800kHz -20dB/dec	注 1	0.075UI	0.4UI 0.75UI 注 2	0.075UI 注 2
13926 4 kbit/ s	±15 ppm	200Hz 20dB/dec	10kHz 20dB/dec	3500kHz -20dB/dec	注 1	注 2	注 3	注 3

注 1：0.4UI 限值对应图 4 中前三项所示指针序列；0.075UI 限值对应于图 4 中中各项所示指针序列。T2>0.75s，T3=2ms。

注 2：0.4UI 限值对应图 4 中前三项所示指针序列；0.75UI 限值对应于图 4 中第四项所示指针序列；0.075UI 限值对应于图 4 中各项所示指针序列。T2、T3 数值待定（目前暂用 T2=34ms，T3=0.5ms）。假设极性相反的指针调整在时间上能很好地扩散，即调整周期大于解同步器的时间常数。

注 3：数值待定，已建议的数值见注 2。



2.3.4 复用设备的误码性能

复用设备在规定条件范围内工作时，自环至少连续测试 24 小时无误码。

2.4 比特率与帧结构

2.4.1 比特率

PDH 信号包括 2048kbit/s、34368kbit/s、139264kbit/s 三种比特率；STM-1 的比特率是 155520kbit/s，STM-4 的比特是 622080K。

2.4.2 帧结构

PDH 信号的帧结构应符合 ITU-T 建议 G. 704、G. 751 等，
STM-1、STM-4 信号的帧结构符合 ITU-T 建议 G. 707。

2.5 复用结构

2.5.1 复用结构应符合图 3 的要求

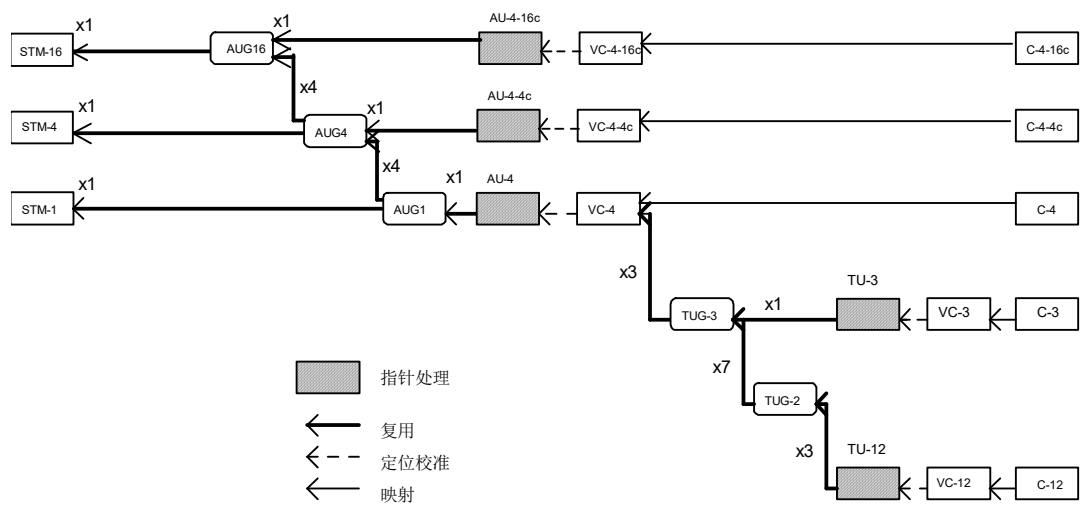


图 3 复用结构

映射方式：2048kbit/s 支路信号采用异步映射方式。

2.5.2 时隙的安排与支路的编号

各种 TU 时隙安排和支路的编号应符合 ITU-T 有关建议。

2.6 技术标准

SDH 传输与复用设备应符合 ITU-T 建议 G. 782, G. 783, G. 841、G. 842、G. 784, G. 707, G. 957, G. 958, G. 703, G. 825, G. 826, G. 813、G. 813 的要求。

2.7 组网与保护要求

根据某水电站的实际情况结合国家有关标准,某水电站光通讯系统的 STM-4 设备群路侧应能够提供

至少 4 个 STM-1 光接口组环或链，能够提供至少 4 个 STM-4 光接口组环或链，STM-1 设备的群路侧应能够提供至少 4 个 STM-1 光接口组环或链，提供多种组网保护方案，包括通道保护环（PP），复用段保护环（MSP），子网连接保护（SNCP）等多种方案。

2.8 设备的告警功能

设备的告警功能应符合 ITU-T 建议 G. 782, G. 783, G. 784 的要求。

2.9 时钟的定时要求

2.9.1 定时要求

定时要求不应劣于 ITU-T 建议 G. 813 的要求。

- 频率准确度

设备时钟自由振荡时的输出频率准确度应优于 $\pm 4.6\text{ppm}$ (测试时间不少于 1 个月)。

- 保持模式的稳定度

设备时钟具备保持模式功能，其稳定度应符合 ITU-T 建议 G. 813 的要求，稳定度不劣于 $\pm 0.37\text{ppm}$ 。

- 时钟带宽

设备时钟带宽应处于 1~10Hz 范围。

- 频率牵引和失步范围

最小频率牵引范围和失步范围均为 $\pm 4.6\text{ppm}$ 。

2.9.2 同步时钟来源及时钟输出

设备的定时基准可以从三种类型的输入中获得：

- 2048kHz 或 2048kbit/s 同步时钟输入，优选 2048kbit/s。
- 2048kbit/s 成帧信号
- STM-N 信号中恢复定时

设备至少应配备二个外同步时钟输入接口。

设备至少应提供两个外同步的时钟输出接口，以上各接口特性应符合 ITU-T 建议 G. 783 和 G. 703 的要求，其帧结构和同步状态信息（SSM）应满足 ITU-T G. 704 建议（1996 年 7 月）。

2.9.3 定时基准的转换

SDH 网络单元应具有一个以上的定时基准输入，当所选定的定时基准丢失后，SDH 设备应能转换至另一定时基准时钟输入，判别转换的准则采用基准设备失效准则，即定时基准信号丢失或所选定时接口出现 AIS。定时转换的触发点应处于检出定时基准信号丢失或定时接口出现 AIS 后直至 10 秒之内。SDH 设备应具备定时基准的自动恢复能力或手动恢复能力。在有效定时的情况下，自动恢复应在 10~20 秒范围内切回。

2.10 线路保护倒换要求

2.10.1 保护方式

光缆线路系统的保护方式采用二纤通路保护方式。

2.10.2 保护倒换准则

光缆线路系统的保护倒换准则为：出现下列情况之一即倒换。

- 信号丢失（LOS）
- 帧丢失（LOF）
- 告警信号丢失（AIS）
- 超过门限的误码缺陷
- 指针丢失（LOP）

2.10.3 保护倒换时间

保护倒换的检测时间如表 7 所示。一旦检测到符合开始倒换的条件后，保护倒换应该在 50ms 内完成。完成倒换动作后应向同步设备管理功能报告保护倒换事件。

在恢复方式下，当失效工作系统已经从故障状态中恢复时，必须至少等待 5--12 分钟后才能被重新使用。

表 7 检测时间

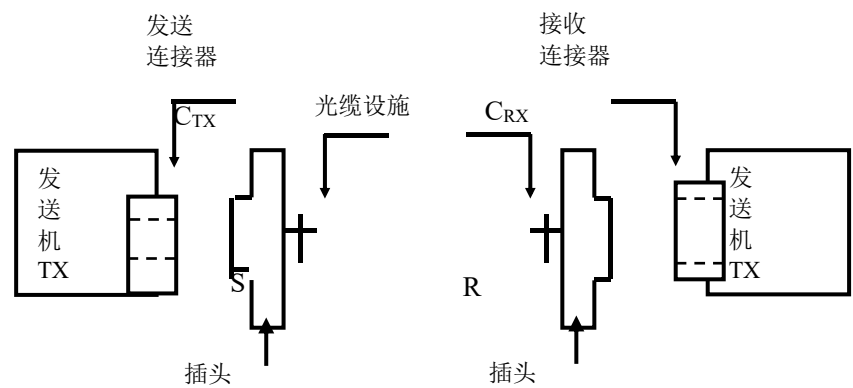
比特差错率(BER)	检测时间
$\geq 10^{-3}$	10ms
$\geq 10^{-4}$	100ms
$\geq 10^{-5}$	1s
$\geq 10^{-6}$	10s

3 接口参数

3.1 光接口参数

(1)光接口位置，如图 5 所示。

图 5 光接口位置



图中 S 点是刚好在发送机(TX)光活动器(C_{TX})之后光纤上的参考点。R 点是刚好在接收机(RX)光活动器(C_{RX})之前光纤上的参考点。

(2)光接口的线路码型为加扰 NRZ 码，应符合 ITU-T 建议 G. 707。

(3)各级光接口的参数应不劣于 ITU—T 建议 G. 957 的要求。

(4)设备的光接口性能，需符合 STM-N 光接口参数规范的要求，给出以下要求的各项数值，所给出的数值都应是最坏值：即在系统设计寿命终了，处于最坏条件下仍然能满足的数值：

STM-N 光接口参数规范									
项 目		单位	数 值()						
标称比特速率			622,080Kbits/s			155,520Kbits/s			
应用分类代码			S-4.1	L-4.1	L-4.2+	S-1.1	L-1.1	L1.2	L1.2+
光纤类型			G. 652	G. 652	G. 652 G. 653	G. 652	G. 652	G. 652	G. 652 G. 653
工作波长范围		nm	1310	1310	1550	1480- 1580	1530- 1565		
光源类型			MLM	MLM	SLM	MLM	MLM	MLM	SLM
发 送 机 在 S 点 特 性	最大(rms)谱宽	nm	2.5	1.7	—	2.5	1.7	1.7	—
	最大-20dB谱宽	nm	—	—	≤1	—	—	—	≤1
	最小边模抑制比	dB	—	—	30	—	—	—	30
	最大平均发送功率	dBm	-8	+1	+1	-8	0	0	0
	最小平均发送功率	dBm	-15	-3	-3	-15	-5	-5	-5
	最小消光比	dB	8.2	10	10	10	10	10	10
SR 点 光 通 道 特 性	衰减范围	dB	0-13	8-24	8-24	0-13	8-24	0-24	8-24
	最大色散	ps/nm	74	2750.	4000	NA	185	185	4000
	光缆在S点的最小回波损耗(含有任何活接头)	dB	NA	20	24	NA	20	20	24
	SR点间最大离散反射系数	dB	NA	-25	-27	NA	-25	-25	-27
接 收 机 在 R 点 特 性	最差灵敏度(BER≤10 ⁻¹²)	dBm	-28	-28	-40	-28	-34	-34	-42
	最小过载点	dBm	-8	-8	-8	-8	-10	0	0
	最大光通道代价	dB	1	1	1	1	1	1	1
	接收机在R点最大反射系数	dB	NA	-14	-20	NA	-14	-14	-20

(5)其激光器性能：

- 阈值电流；
- 典型的偏流初始值和 1b-工作时曲线。
- 要求： 使用寿命≥30 万小时

光发送器应具有激光器寿命告警功能。

(6)光接口性能，S 点最小平均发送功率和 R 点最差灵敏度(BER≤10⁻¹² 时)。并给出厂验和工程验收时 S 点和 R 点最差值，如表 8 所示。接收机在设计寿命期间的老化余度(Me)应不小于 3dB，发送机设计寿命期间的老化余度(M_L)应不小于 1dB。

表 8 厂验和工程验收时“S”点和“R”点最差值

接口速率	发 送 机				接 收 机			
	型号	厂验和工程验收值	M _L	寿 命 终了值	型号	厂验和工程验收值	Me	寿 命 终了值
155,520K bits/s	L1.1	0	5	-5	L1.1	38	4	34
622,080K bits/s	L4.2+	0	3	-3	L4.2+	45	5	40

(7)激光器必须具有明显的安全标志以确保人身安全。当光纤断开时，应按 G. 664 的建议提供泵浦源自动关闭功能。

(8)光接口处的光连接器应为 FC/PC 型。

3.2 电接口参数

2048kbit/s 电接口参数、34368kbit/s、139264kbit/s 和 STM-1 的电接口参数均应符合 ITU-T 建议 G. 703 中的各项要求。2048kbit/s 电接口应具有 75 欧姆和 120 欧姆两种阻抗提供选用

3.3 公务和使用者通路接口

每个系统使用 RSOH 的 E1 字节提供一条中继段公务联络信道,供中继器间或中继器与终端间通话;使用 MSOH 的 E2 字节提供一条终端间通话的复用段公务联络信道;系统用 F1 字节提供使用者通道。终端设备应有再生段公务联络、复用段公务联络和使用者通路三个接口,再生器设有再生段公务联络和使用者通路两个接口。公务电路应符合 ITU-T 建议 G. 712、G. 713 规定,使用者通路应符合 ITU-T 建议 G. 703 的同向接口规定

3.4 开销通路接口

开销通路接口应不少于 3 路,接口特性为 G. 703 中 64kbit/s 同向型接口或 V11 接口。

3.5 管理接口

(1)设备与网元管理设备间的接口

SDH 光缆线路系统与网元管理设备之间为 Q_x 接口,信息模型必须是 ITU-T 建议 G. 774 系列的子集。SDH 网元管理设备与上一级网络管理系统的连接应采用 Q3 或 CORBA 接口。Q3 接口应满足《SDH 网络管理系统》手册相应要求。

(2) 工作站接口

SDH 光缆线路系统的端站和再生器应配置与工作站的通信接口,接口特性应符合 F 接口的要求。目前可采用 V. 10/V. 11、V. 28/V. 24 的规定

4.0 光纤分配架及光纤连接器

(1)光纤分配架

光纤分配架由机架、子架、连接器盘、尾纤存放盘和光缆终端盘组成。光纤分配单元应能可靠地完

成光缆的固定、分纤缓冲、熔接，灵活地进行光纤分配、组合、调度和妥善地存放空余尾纤，并具有安装光衰减的装置。

光纤分配架的机架应采用标准 19 英寸机架，且便于连接及改装。

(2) 光纤连接器

- 光纤连接器应包括一端带连接器的尾纤、两端带连接器的跳线和适配器。
- 连接器型号：FC/PC 型。
- 连接器衰减（包括互连和重复）： $\leq 0.5\text{dB}$
- 反射衰减： $\geq 40\text{dB}$
- 连接器寿命：插拔 1000 次仍能满足衰减要求。
- 尾纤和软纤的 2m 截至波长必须符合： $\lambda_c \leq 1240\text{nm}$ 。

5.0 PCM 基群复用设备

(1) PCM 基群复用设备总的技术特性应满足 ITU-T G. 711、G. 732、G. 703、G. 704、G. 712、G. 713、G. 714 的建议。

(2) 每个 2M 可分配话路数：30 路；

(3) 抽样频率：8000 次/秒 $\pm 50\text{ppm}$ ；

(4) 比特率：2048kbit/s $\pm 50\text{ppm}$ ；

(5) 编码率：13 折线，A 律；

(6) 量化级数：256；

(7) 接口码型：HDB3 码；

(8) 帧结构：符合 GB/T6879-1995 《2048kbit/s 30 路脉码调制复用设备要求和测试方法》中的帧结构要求；

(9) 帧长：256 比特，编号 1~256，帧重复率为 8000Hz；

(10) 每帧时隙数：32，编号从 0~31，其中 0 时隙用于帧同步，16 时隙用于传送信令；

(11) 时钟源：内时钟、外时钟或从属时钟；

(12) 噪声与串音：

- 空闲话路噪声：按照 ITU-T 建议 G. 713/G. 714；
- 路际串声： $\leq -65\text{dBm0p}$ ；
- 信号与总失真的比：按照 ITU-T 建议 G. 713/G. 714。

(13) 音频特性

- 符合 ITU-T G. 712、G. 713、G. 714、Q. 552；
- 音频带宽：300~3400Hz；
- 2线接口电平：发信电平：0dB_r（可调范围 0~-5dB_r）；

接收电平： -3.5dB_r（可调范围-2~-7.5dB_r）；

电平每步调整值0.5dB；

- 4线接口电平： 发信电平： -6dB_r/ -3dB_r（可调范围-2~-7.5dB_r）；

接收电平： -1dB_r/ -4dB_r（可调范围0~-5dB_r）；

电平每步调整值0.5dB；

- 标称阻抗： 600Ω；

- 过载电平： 3.14dB_{m0}；

- 总失真、频率特性、电平特性： 符合 ITU-T G.713 的建议。

（14）E&M 信令特性

半导体开关到地： 70mA最大；

80V最大。

（15）2Mbit/s 电接口

- 比特率： 2048kbit/s±50ppm；
- 码型： HDB3 码；
- 阻抗： 75Ω 不平衡/120Ω 平衡；
- 1MHz 时发射与接受；
- 允许衰减： ≤6dB；
- 抖动： 符合 ITU-T G.823 和 G.736 建议。

（16）数据接口

a. G. 703接口

- 接口码型： 符合ITU-T G.703标准；
- 接口速率： 64kb/s 同向数据。

b. V. 35接口

- 接口电平： 符合ITU-T V.35标准或V.11标准；
- 接口速率： N×64kbps (N=1~30整数) 同向数据。

c. V. 24 (RS-232) 接口

- 接口电平： 符合ITU-T RS-232/V.24的标准；
- 比特率： 50bit/s~38.4kbit/s（异步）；
1200bit/s~64kbit/s（同步）。

（17）数字交叉连接特性

- a. 交叉连接能力： 具有 64kbit/s 交叉控制功能，至少可完成 120 个 64kbit/s 单元、4 个标准 2M 信号之间的全交叉。投标人应详细说明投标设备的交叉连接能力；

- b. 交叉连接控制方法：连接时隙可由本地维护终端或者通过光纤网管系统进行控制。

6.0 环境温度与湿度

(1)运输和储存时温度： $-20^{\circ}\text{C} \sim +60^{\circ}\text{C}$

(2)使用时温度：

保证性能： $+5^{\circ}\text{C} \sim +40^{\circ}\text{C}$

保证工作： $0^{\circ}\text{C} \sim +45^{\circ}\text{C}$

(3)相对湿度：

保证性能指标：10%~90%（ $+35^{\circ}\text{C}$ ）

保证工作：5%~95%（ $+35^{\circ}\text{C}$ ）

(4)设备经下述温度循环试验应不影响性能指标。

- a. 时间： ≥ 24 小时。
- b. 范围： $-10^{\circ}\text{C} \sim +50^{\circ}\text{C}$ 。
- c. 温度变化速度： $0.5^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。
- d. 循环次数不小于 2 次。
- e. 温度循环试验时，相对湿度为 90%（ $+35^{\circ}\text{C}$ ）

7.0 电磁兼容与抗电磁干扰

设备的电磁兼容性 & 抗电磁干扰须满足 IEC-801-2，IEC-801-4 的要求。

8.0 设备接地方式

设备接地的要求及接地方式必须满足《电力系统通信站防雷运行管理规程》DL548—94 的标准。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

继电保护及故障录波校验规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准主要依据或参考的国家有关标准或上级文件有：《继电保护及电网安全自动装置检验条例》【(87)水电电生供字第 108 号】、《新编保护继电器检验》【(中国电力出版社 1998, 3)电力工业部安全监察及生产协调司】、《继电保护及安全自动装置现场工作保安规定》【(87)电生供字第 254 号】、《LFP-900 系列超高压线路成套快速保护装置检验规程》【DL/T625—1997】等。

本标准规定了新疆某水电站继电保护及安全自动装置的检验类型、检验周期、检验方法及质量标准。本标准适用于电气二次人员对新疆某水电站继电保护及故障录波装置进行调试、检验。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神相抵触的地方，则以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

本标准起草单位：维护部

本标准主要起草人：

本标准起草时间：

本标准发布时间： 年 月 日。

校 核：

审 核：

批 准：

某水电开发有限公司企业标准

继电保护及故障录波校验规程

1 主要内容和适用范围

1.1 本规程规定了继电保护装置的检验类型、周期、检验的原则性要求、检验方法及质量标准的主要技术标准。

1.2 本规程适用于继电保护人员对某水电站继电保护装置进行调试、检验。

1.3 本规程如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神相抵触的地方，则以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

2 引用标准

《继电保护及电网安全自动装置检验条例》

《新编保护继电器检验》

《继电保护及安全自动装置现场工作保安规定》

B7261-87 继电器及继电保护装置基本试验方法

GB14285-93 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T15145-94 继电保护和安全自动装置通用技术条件

GB50171-92 电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范

DL/T559-94 220-500KV 电网继电保护装置运行整定规定

DL/587-1996 微机继电保护装置运行管理规程

DL/T624-1997 继电保护微机型试验装置技术条件等。

第一章 继电保护装置检验总则

1 检验前的准备工作

1.1 在进行检验之前，工作（试验）人员应认真学习《继电保护和电网安全自动装置现场工作保安规定》、《继电保护及安全自动装置检验条例》以及本规程，理解和熟悉检验内容和要求。

1.2 应具备针对所检验装置的试验方案和继电保护安全措施票，履行工作许可手续。

1.3 准备好所需要的试验仪器、仪表、工具。

1.4 因检验需要临时短接以及临时更改的定值，应逐个记录，以便恢复。

1.5 因检验需要临时断开端子解开的带电二次引线，必须用绝缘胶带包扎好，应逐个解开，逐个包扎。

2 试验电源

2.1 AC220V 交流电源：可从现场检修动力盘 AC220V 电源取用，不得取用盘内 AC220V 电源。取用电源时应设专用的安全开关，交流电源的仪器外壳应与保护屏柜在同一点接地；

2.2 DC220V 直流电源：不允许用运行中设备的直流支路电源作为试验时的直流电源。取用 DC220V 电源的试验支路必须设专用安全开关，所接熔断器必须保证选择性。

2.3 技术资料：准备好所检验装置的二次接线图、技术说明书、最新定值单、上一次检验的检验报告。

3 继电保护装置试验用仪器、仪表

3.1 试验仪器、仪表应经检验合格，符合有关认证要求。

3.2 相位测量仪表不低于 1.0 级。

3.3 时间测量仪表：测量时间大于 1s 时，相对误差 $\geq 5/1000$ ；测量时间小于 1s 时，仪表分辨率 $\leq 0.1\text{ms}$ 。

3.4 测量电流、电压用以及其它测量仪表不低于 0.5 级。

3.5 常用的继电保护试验用仪器、仪表有：微机继电保护测试仪、数字万用表、500V/1000V 绝缘电阻表、选频振荡仪、选频电平表、数字毫秒计等。

4 保护装置的外观

4.1 屏柜的外部检查

4.1.1 屏柜标志齐全清晰，屏柜本体接地良好，安装牢固垂直，柜门完整、开关灵活。

4.1.2 继电器、切换把手、开关、按钮、熔断器、信号灯、联片的标签齐全清晰，实际标注符合图纸和运行规程，切换把手、按钮、键盘操作灵活。

4.1.3 端子排及端子接线标号清晰、完整，与图纸符合，端子接线外皮无烧焦现象，端子排固定牢固、无损伤，导线芯线无损伤。

4.1.4 电缆标识牌齐全清晰，与图纸符合。电缆孔防火堵塞严密、完整。电缆屏蔽层可靠接地。

4.1.5 备用联片的检查：备用的联片应取走，不能取下的应涂去原有标志或标注“备用”字样。

4.2 PT、CT 及其二次回路的外部检查

4.2.1 PT、CT 本体二次接线端子处接线正确，端子连接线螺钉压接可靠，端子接线外皮无烧焦现象；

4.2.2 同一个电流回路必须一点接地，且只允许一个接地点；

4.2.3 PT 的二次、三次绕组只允许在一个公共地点直接接地；

4.2.4 PT 二次回路所有空开、熔断器的标称脱扣电流、熔断电流是否合适、能否保证选择性。

4.3 继电器的外观检查

4.3.1 继电器外壳、玻璃无破损，外壳结合严密，安装端正；

4.3.2 继电器触点无折伤、烧毛现象；

4.3.3 螺丝拧紧，端子接线牢固可靠。

4.4 保护高频通道结合加工设备外观检查

4.4.1 高频电缆外观检查：（1）电缆标识牌完好清晰；2）铅包及铠装完好；（3）电缆头完好，铜心无损伤，各连接处牢固可靠。

4.4.2 结合滤波器外观检查：

4.4.2.1 结合滤波器箱体电缆进孔堵塞严密；

4.4.2.2 各元件完整，连接正确；

4.4.2.3 螺丝拧紧，焊点无假焊及脱焊现象；

4.4.2.4 外壳内有无杂物、渗水及生锈现象；

4.4.2.5 放电器固定牢固。

4.4.3 阻波器外观检查：

4.4.3.1 阻波器强流线圈和调谐元件的状态良好，相互之间的连接正确；

4.4.3.2 清除阻波器上的灰尘和污物；

4.4.3.3 各零件完好，各螺丝拧紧；各焊接点无假焊现象；

4.4.3.4 调谐元件箱外壳结合严密，放电器固定牢靠；

4.4.3.5 强流线圈部分干净，接触良好。

4.5 微机保护装置外观检查

4.5.1 各插件型号标注及位置正确，符合图纸要求；

4.5.2 插拔各插件时，应首先断开电源；

4.5.3 各插件插、拔灵活，插件插入插座后定位良好；

4.5.4 插件上的元器件外观良好，焊接良好，芯片应插紧，芯片位置和型号正确；

4.5.5 背板接线牢固，无断线、短路、焊接不良现象；

4.5.6 硬件跳线的设置符合要求；

4.5.7 装置上电后，液晶显示器显示清晰。

5 继电保护绝缘电阻及介质强度检验

5.1 微机保护装置绝缘检测前的准备工作：

5.1.1 将微机保护装置的各 VFC 插件、各 CPU 插件、差动保护插件、电压闭锁单元插件拔出；

5.1.2 将微机保护装置的打印机与保护装置断开；

5.1.3 断开直流电源、交流电源回路；

5.1.4 断开保护装置与收发讯装置及其它保护装置的有关连线。

5.2 保护装置本体二次回路分组绝缘检测：

5.2.1 在保护屏的端子排处将所有外部引入的回路及电缆全部断开；

5.2.2 分别将电流回路、电压回路、直流控制信号回路的所有端子各自连接在一起；

5.2.3 用 1000V 摇表测量下列绝缘电阻，其阻值均应大于 $10\text{M}\Omega$ ：各回路对地绝缘电阻；各回路相互间绝缘电阻。此项检验在新安装的保护装置进行验收检验时进行，以后每 5 年进行一次。

5.3 保护二次回路对地整体绝缘检测：

5.3.1 在保护屏的端子排处将所有电流回路、电压回路、直流控制信号回路端子连接在一起，外部引入的回路及电缆不断开（注意：与收发讯装置及其它运行中的保护装置的有关连线必须断开；

5.3.2 确认被保护设备的断路器、CT 全部停电；

5.3.3 确认保护装置电压回路已经与带电的电压回路断开；

5.3.4 用 1000V 摇表测量整组回路对地绝缘，其阻值应大于 $1.0\text{M}\Omega$ ；对于母差保护，如果

被保护单元没有停电，则不进行此项检验。如果有某个单元停电，就只测定此单元所属回路的对地绝缘。此项检验在新安装的保护装置验收检验和保护定期全检时进行。

5.4 放电器（击穿保险）介质强度检测：用 1000V 摇表检测时，放电器不击穿，用 2500V 摇表检测时，放电器可靠击穿；此项检验在机组、结合滤波器新安装时进行。

6 微机保护装置检验项目及基本要求

6.1 软件版本号及程序校验码检查：显示并记录液晶显示的软件版本号及程序校验码；打印软件版本号及程序校验码；核对打印结果与显示结果一致，与最新定值通知书一致。

6.2 检查打印机、打印装置当前定值：打印一份装置的当前定值，核对当前定值与最新定值通知书一致。

6.3 绝缘检查：参见第 5 条相应内容。

6.4 装置电源检查

6.4.1 检验电源的自启动性能：

6.4.1.1 直流电源电压缓慢上升时的自启动性能检验：将试验直流电源电压由 0 缓慢上升至 80% U_e ，此时逆变电源装置各指示灯应亮；

6.4.1.2 拉、合直流电源电压时的自启动性能检验：将试验直流电源电压调至 80% U_e ，断开、合上直流电源开关，此时逆变电源装置各指示灯应亮。

6.4.2 检验输出电压值及其稳定性：直流电源电压分别在 80% U_e 、100% U_e 、115% U_e 时，逆变电源装置各指示灯应亮，此时测量各级输出电压值，输出电压应稳定，各级电压输出值偏差不超过制造厂规定的产品标准。

6.5 模数转换系统检验：模数转换系统的精度是保证微机保护性能的基础，必须检验到位。

6.5.1 零点漂移检验：装置不输入交流电压、电流，打印各交流电压、电流通道采样值。检查零漂值在允许范围（标准依据具体装置的制造厂技术说明书）。

6.5.2 采样值精度检验：

6.5.2.1 幅值特性检验：

调整输入交流相电压分别为 70V、60V、30V、5V、1V，要求保护装置显示值与外部表计测量值之间的误差 $<5\%$ ；调整输入交流电流分别为 10 I_N 、5 I_N 、 I_N 、0.2 I_N 、0.1 I_N ，要求保护装置显示值与外部表计测量值之间的误差 $<5\%$ 。

6.5.2.2 相位特性检验：

输入额定幅值的交流电压、电流，调整输入的同相别交流电压、电流之间相位分别为 0° 、 45° 、 90° 、 135° 、 240° 、 330° ，要求保护装置显示值与外部表计测量值之间的

误差 $<3^{\circ}$ 。

6.5.2.3 平衡特性检验:

对采用压频变换（VFC）原理进行模数转换的，要求进行此项检验，具体试验方法和要求依据制造厂技术说明书。

6.6 保护动作及整定值检验

6.6.1 检验的基本要求:

6.6.1.1 从端子排上输入故障模拟电压、电流，检验保护动作值与整定值之间的误差在允许范围内，检查保护动作时液晶显示、动作信号灯（或信号继电器掉牌）、打印的动作报告，验证动作情况正确。

6.6.1.2 试验方法依据装置的具体构成方式及动作原理、制造厂技术说明书及相关规程确定。检验的各项目应有明确的目的，符合实际运行条件，满足实际运行要求，或为用以判别元件或装置是否处于良好状态和发现可能存在的缺陷等等。

6.6.1.3 因试验方法及试验仪器、试验仪表方面产生的误差：总的幅值误差在 $\pm 5\%$ 以内；总的角度误差在 $\pm 5^{\circ}$ 以内；总的时间误差在 $\pm 1\%$ 以内。

检验项目要完整，但不宜无谓的重复。

6.6.2 检验的一般性内容

6.6.2.1 过量保护的检验:

检验在 1.05~1.1 倍定值时可靠动作；在 0.9~0.95 倍定值时可靠不动作；在 1.2 倍定值时测量保护动作时间，动作时间误差在 1% 以内。

6.6.2.2 欠量保护的检验:

检验在 0.9~0.95 倍定值时可靠动作；在 1.05~1.1 倍定值时可靠不动作；在 0.7~0.8 倍定值时测量保护动作时间，动作时间误差在 1% 以内。

6.6.2.3 电气特性曲线检验:

曲线检验结果与制造厂提供的典型曲线比较，在相同的横坐标值下，纵坐标值相差不大于 $\pm 5\%$ 。用逐点测试方法测试时，折线类型的特性曲线，应做出各转折点，每段直线测点不少于 3 点。圆特性曲线，测点不少于 12 点，选择的测点在整个圆周上均匀分布。

6.6.2.4 电流反时限特性检验:

通入单相电流，检验上、下限之间区段的反时限特性，测点不少于 3 个，动作时间误差在 5% 以内。通入单相电流，检验反时限上、下限电流定值，误差在 5% 以内。通入单相电流为 1.2 倍定值，检验反时限上、下限动作时间，误差在 1% 以内。（注：只检验整定

标度下的动作特性)。

6.6.2.5 动作边界角检验：

输入故障模拟电压、电流使保护动作，改变电压、电流相位角，找出保护刚好动作的边界，动作边界角误差在 $\pm 5^\circ$ 以内。

6.6.2.6 频率“元件”测试：误差在 $\pm 0.02\text{HZ}$ 以内。

6.6.2.7 负序电压“元件”测试：

通入单相电压 U ，负序电压 $=U/3$ ，误差在 $\pm 5\%$ 以内。（注：分别通入 A、B、C 三相电压进行检验）。

6.6.2.8 负序电流“元件”测试：

通入单相电流 I ，负序电流 $=I/3$ ，误差在 $\pm 5\%$ 以内。（注：分别通入 A、B、C 三相电流进行检验）。

6.6.2.9 零序电（压）流“元件”测试：通入单相电（压）流（ U ） I ，零序电（压）流 $=（U）I$ ，误差在 $\pm 5\%$ 以内。

6.7 开入、开出变位检验：

开入、开出变位检验是确保微机保护可靠性的基本环节，必须检验到位。其中保护动作出口的开出变位检验可以在做保护动作及整定值检验的同时同步完成。

6.7.1 开入变位检验：

断开开入接点（或联片），检查开入变位时液晶显示或打印的报告与开入点状态一致；闭合开入接点（或联片），检查开入变位时液晶显示或打印的报告与开入点状态一致。刀闸或断路器位置开入、瓦斯继电器开入必须从刀闸或断路器的辅助开关、瓦斯继电器本体处检验。

6.7.2 开出变位检验：

从端子排上输入故障模拟电压、电流，检验装置信号开出、跳合闸开出、闭锁开出等开出触点的变位情况与装置的具体构成方式及动作原理一致；测量触点动作情况应使用对线灯（或指针式万用表）在保护屏的端子排上进行。测量触点动作情况的同时应监视液晶显示、动作信号灯（或信号继电器掉牌）。

6.8 与其它装置的配合联动试验，此项检验在开入、开出变位检验合格的基础上进行，主要包括以下内容：

6.8.1 与中央信号的联动检验（在保护屏的端子排上短接端子进行）；

6.8.2 与远动装置的联动检验（在保护屏的端子排上短接端子进行）；

6.8.3 与录波装置的联动检验（在保护屏的端子排上短接端子进行，只做开关量）。

7 电磁式保护装置检验项目及基本要求

7.1 外观检查：参见本规程第 4 条相应内容；

7.2 整体保护的绝缘检查：参见本规程第 5 条相应内容；

7.3 单个继电器的分项检验：

7.3.1 继电器内部和机械部分检查

7.3.1.1 继电器内部清洁无灰尘、油污；

7.3.1.2 螺丝拧紧，焊接头焊接牢靠，无虚焊、脱焊；

7.3.1.3 继电器的可动部分转动灵活，转轴的横向和纵向活动范围应适当（继电器的轴和

7.3.1.4 轴承除有特殊要求外，禁止加注润滑油）；

7.3.1.5 动、静触头接触时应中心相对；

7.3.1.6 动断（常闭）触头的接触应紧密可靠，有足够压力；

7.3.1.7 动合（常开）触头闭合后要有足够压力，即接触后有明显的共同行程；

7.3.1.8 弹簧无变形，当弹簧由起始位置转到最大刻度位置时，层间距离要均匀，弹簧平面与转轴垂直；

7.3.1.9 整定把手固定可靠，整定插销与插孔接触良好。

7.3.2 保护全检、新安装继电器、或继电器经过解体检修，应进行继电器绝缘检查，使用 1000V 摇表测量绝缘电阻（工作电压在 100V 以下的用 500V 摇表）

7.3.2.1 检查继电器全部端子对底座和磁导体的绝缘电阻，要求 $\leq 50\text{M}\Omega$ ；

7.3.2.2 检查继电器各线圈对触点及各触点之间的绝缘电阻，要求 $\leq 50\text{M}\Omega$ ；

7.3.2.3 检查继电器各线圈之间的绝缘电阻，要求 $\leq 10\text{M}\Omega$ 。

7.3.3 保护出口中间继电器的电气性能检验

7.3.3.1 测定电压线圈电阻，测量值与标称值之间的误差在 $\pm 10\%$ 以内；

7.3.3.2 检验继电器动作电压：要求动作电压在 110V~154V 之间（注：0.5~0.7 U_e ）；

7.3.3.3 检验继电器返回电压：要求返回电压大于 11V（注：0.05 U_e ）；（

7.3.3.4 检验继电器电流保持线圈动作保护电流：要求保持电流 $\geq 0.8I_e$ 。有串联电阻的继电器应带电阻一起测量。

7.3.4 普通用途电压型中间继电器的电气性能检验

7.3.4.1 测定电压线圈电阻，测量值与标称值之间的误差在 $\pm 10\%$ 以内；

7.3.4.2 检验继电器动作电压：要求动作电压小于 154V（注：0.7 U_e ）；

7.3.4.3 检验继电器返回电压：要求返回电压大于 11V（注：0.05U_e）。有串联电阻的继电器应带电阻一起测量。

7.3.5 时间继电器的电气性能检验

7.3.5.1 测定电压线圈电阻，测量值与标称值之间的误差在±10%以内；

7.3.5.2 检验继电器动作电压：要求动作电压小于 154V（注：0.7U_e）；

7.3.5.3 检验继电器返回电压：要求返回电压大于 11（注：0.05U_e）V；

7.3.5.4 在整定点测量继电器在额定电压下的动作时间：误差在±0.07s 以内（在定检时，可以不单独对时间继电器动作时间作检验，只作保护整组动作延时检验）。

注意：即使对时间继电器本体作了动作时间检验，在整组试验时，也要求再次测量保护整组动作延时，误差在±5%以内。

7.3.6 交流电压继电器的电气性能检验，用 1.1 倍额定电压进行冲击（突然加上全电压），冲击试验后进行下面定值检验：

7.3.6.1 在整定点测量电压动作值：误差在±3%以内。

7.3.6.2 测量返回系数：过电压继电器返回系数≥0.85；低电压继电器返回系数≤1.2。

7.3.7 信号继电器的电气性能检验，对于串联在跳合闸回路的电流型信号继电器的检验：

7.3.7.1 检验继电器动作电流，要求不大于继电器铭牌标称的额定电流值。

7.3.7.2 继电器动作压降检验：按断路器跳（合）闸时的电流值通入试验电流，测量继电器线圈上的电压降应小于 22V（注：0.1U_e）。此项检验要求在新安装的保护装置进行验收检验、或被保护断路器换型改造后进行。

7.3.8 未列出的其它类型的继电器，依据《继电保护及电网安全自动装置检验条例》【（87）水电电生供字第 108 号】以及制造厂提供的技术标准进行检验。

8 保护整组试验项目及基本要求

8.1 整组试验的目的：

8.1.1 检验保护回路的正确性及分项调试的质量；

8.1.2 检验同一被保护设备的各套保护之间相互间动作的正确性，包括线路两侧高频保护配合的正确性；

8.1.3 检验断路器跳、合闸回路的可靠性；

8.1.4 检验重合闸动作的正确性，保证不发生多次重合。

8.2 整组试验前的准备工作

8.2.1 同一被保护设备的各套保护之间的连线应恢复，但应注意不要恢复与运行设备之间

的连线；

8.2.2 试验电压、电流的接入：如果同一被保护设备的各套保护皆接于同一 PT、CT 的二次回路，则按回路的实际接线，自 PT、CT 引进的第一套保护屏的端子排上接入试验电压、电流。如果同一被保护设备的各套保护分别接于不同的 PT、CT 的二次回路，则应按回路的实际接线，临时将各套保护的电压、电流回路并联、串联后接入试验电压、电流。发变组保护配置复杂，保护接于多套不同的 PT、CT 的二次回路，试验时只要求分别对发差、变差接入试验电流进行试验。

8.2.3 试验时通到保护屏的端子排上的电压、电流的相位关系应符合实际情况；

8.2.4 对设有综合重合闸的线路，需要模拟各种故障下的断路器跳合、闸行为，为减少断路器跳、合闸次数，试验时应采用模拟断路器代替实际断路器，接入跳、合闸回路。

8.3 整组试验的内容和要求

8.3.1 验证保护装置逆变电源在 80% 直流电源电压下工作的可靠性：整组试验时，给保护装置施加 80% 直流电源电压，验证电源工作可靠性。如果已经按本规程 6.5.1 条、6.5.2 条要求对逆变电源进行过性能检验，则可给保护装置施加额定直流电源电压。

8.3.2 验证保护装置出口继电器在 80% 直流电源电压下动作的可靠性：整组试验时，给保护装置出口回路施加 80% 直流电源电压，验证出口继电器动作可靠性；如果已经分别对每个出口继电器进行过检验，则可用额定直流电源电压进行试验。

8.3.3 验证在模拟某种故障时，应该同时动作的保护能否同时动作。

8.3.4 验证相互之间存在闭锁关系的回路，其性能是否可靠。

8.3.5 对于 220KV 线路保护：恢复高频通道与对侧高频保护配合，分别检验区内、区外故障时保护动作行为，在收发信机高频电缆入口测量线路停电状态下的收发信电平正常并记入试验报告。

8.3.6 对于母线差动保护：没有条件进行实际断路器的跳、合闸试验时，保护动作出口只验证到出口联片电位的变化是否正确。

8.3.7 将保护及重合闸接入实际断路器回路，进行必要的跳、合闸试验：

8.3.7.1 220KV 线路保护：必须做一次保护三跳、做一次保护单跳单重、做一次保护单跳重合于故障后转三相永跳、重合闸把手切至停用，做一次保护单相故障时三跳不重合。

8.3.7.2 发电机保护：必须做一次发电机差动全跳试验、做一次发电机差动保护停机试验（发电机空转不建压，从保护屏的端子排上输入模拟发电机内部故障电流，使差动保护动作）。

8.3.7.3 主变压器保护：必须做一次变压器差动全跳试验、短接瓦斯继电器本体端子做一次瓦斯全跳试验。

8.3.7.4 厂用变保护：必须做一次电流速断全跳试验；

8.3.7.5 检验断路器跳跃闭锁回路动作的正确性：先将断路器合闸，将 KK 把手保持在合闸位置（或短接监控合闸开入），以较长时间短接断路器跳闸开出，此时断路器不应发生多次跳合现象。

8.3.7.6 检验断路器压力闭锁回路动作的正确性：从压力继电器本体短接跳（合）闸闭锁端子，短接监控跳（合）闸开入，检查断路器跳（合）闸是否被闭锁。

注：试验时，要求给断路器跳合闸回路施加 80% 直流电源电压，如果限于条件只能施加额定直流电压，则做完上述试验之后，必须从保护屏的端子排上分别测量跳合闸线圈的直流电阻是否正常。

8.4 整组试验结束后的工作

8.4.1 对于微机保护，整组试验结束后，必须打印一份装置的定值单与试验前打印的定值单和最新定值通知书进行复核。

8.4.2 拆除所有试验接线，恢复所有被拆动的二次线，然后按回路图纸逐一核对。

8.4.3 设备恢复至运行状态（保护出口联片待运行人员恢复）。

8.4.4 工作负责人作检修交代：注明哪些保护可以投入运行，哪些需要利用负荷电流或工作电压检验后才能投入运行。母差保护应在进行了带负荷试验后再作检修交代。

8.4.5 及时整理试验记录、及时提出试验报告。

9 用一次电流及工作电压进行检验（带负荷试验）的项目及基本要求

9.1 微机线路保护的带负荷试验

线路送电之前保护的整组试验应完毕，由运行人员按调度要求投入有关出口联片；线路带负荷后，检查液晶显示的电压幅值、电流幅值及其相位关系与实际负荷一致；220KV 线路高频保护必须在线路送电后交换信号正常才允许投入；在收发信机高频电缆入口测量线路带电状态下的收发信电平并记入试验报告。

9.2 微机母线差动保护的带负荷试验

9.2.1 母差一般性保护定检后的带负荷试验：在保护整组试验完毕后，保护出口联片保持断开，恢复各电压、电流通路；在液晶显示上检查并打印各项差流值，检查电压采样值及相位正确；保护进行了带负荷试验后，通知运行人员可以投入出口联片。

9.2.2 新安装的母线差动保护在验收检验后的带负荷试验：在保护整组试验完毕后，保护

出口联片保持断开，将一次负荷电流及工作电压通入保护装置；在液晶显示上检查并打印各项差流值，检查电压采样值及相位正确；保护进行了带负荷试验后，通知运行人员可以投入出口联片。

注意：必须对全部的电流支路进行带负荷试验。

9.2.3 母差保护某个电流支路更换了 CT 或对该 CT 二次回路进行了较大改动后的带负荷试验同 9.2.2。

9.3 发电机微机保护的带负荷试验

9.3.1 发电机保护一般性定检后的带负荷试验：发电机启励建压前必须投入发电机保护。

9.3.2 新安装的发电机保护在验收检验后的带负荷试验(由运行人员配合进行)：

9.3.2.1 在发电机投入前的短路试验中检查电流回路极性、相序正确；

9.3.2.2 发电机启励建压前必须投入发电机差动保护；

9.3.2.3 发电机并网后正式带负荷前由运行人员将发电机差动保护退出；

9.3.2.4 发电机负荷带至满负荷，在液晶显示上检查差流值不超过规定值，检查发电机保护所有电流、电压通道的极性、相序、幅值正确；

9.3.2.5 如果检查发现异常，应通知运行人员解列停机，查明原因；

9.3.2.6 如果检查正常，通知运行人员，将发电机差动保护投入，待发电机负荷增加后，再次检查差流值不超过规定值。

注：如果发电机做甩负荷试验，则发电机并网后可以不退出发电机差动保护，但应告知机组试验负责人并征得其同意。在发电机并网带不同负荷下，在液晶显示上检查差流值为 0，所有电流、电压通道极性、相序、幅值正确，此后在正式并网后就不需要再将发电机差动保护退出。

9.3.3 发电机保护用 CT 进行了更换或对 CT 二次回路进行了较大改动后的带负荷试验：试验方法同 9.3.2 条“新安装的发电机保护在验收检验后的带负荷试验”。

9.4 主变微机保护的带负荷试验

9.4.1 主变保护一般性定检后的带负荷试验：变压器充电前必须投入变压器差动保护。

9.4.2 新安装的主变保护在验收检验后的带负荷试验(由运行人员配合进行)：(1) 变压器充电前必须投入变压器差动保护；(2) 用高压侧断路器对变压器充电，检验变压器充电时能否躲开励磁涌流；(3) 如果可能的话，尽量在投入前的短路试验中检查电流回路极性、相序正确；(4) 并网后，发电机负荷带至 10MW，在液晶显示上检查差流值为 0，检查变压器保护所有电流、电压通道的极性、相序、幅值正确；如果检查发现异常，应通知运行人

员解列停机，查明原因；如果检查正常，通知运行人员变压器保护正常，可以增加负荷。
待变压器带负荷至 30MW 以上后，再次检查差流值，满负荷时差流 $\gt 0.15\text{A}$ 。

9.4.3 变压器保护用 CT 进行了更换或对 CT 二次回路进行了较大改动后的带负荷试验：试验方法同 9.4.2 条“新安装的主变保护在验收检验后的带负荷试验”。

9.5 发电机转子一点接地保护带负荷试验

9.5.1 发电机开机，空载建压；

9.5.2 在转子正极与大轴地之间接入 $100\text{K}\Omega$ 以上的可调电阻器（在保护屏端子排上接线，接入前阻值调到最大）；

9.5.3 可调电阻器阻值下调至保护动作，此时阻值与整定值误差在 $\pm 0.5\text{K}\Omega$ 以内；

9.5.4 在转子负极与大轴地之间接入 $100\text{K}\Omega$ 以上的可调电阻器（在保护屏端子排上接线，接入前阻值调到最大）；

9.5.5 可调电阻器阻值下调至保护动作，此时阻值与整定值误差在 $\pm 0.5\text{K}\Omega$ 以内。

注意：试验前应用 1000V 摇表检查可调电阻器接线端对外壳绝缘，要求大于 $10\text{M}\Omega$ 。

9.6 发电机三次谐波定子一点接地保护带负荷试验（中性点接地动作灵敏度检验）

9.6.1 发电机开机建压，检查三相电压是否平衡，如果不平衡，则试验禁止进行；

9.6.2 在发电机中性点对地接入可调电阻箱（先接好接地端）：阻值调到 $5\text{K}\Omega$ ，再用绝缘杆将电阻箱接发电机中性点的导线压在中性点母线排上，如果保护不动作，取下绝缘杆，然后逐步把阻值下调——依次按 $4\text{K}\Omega$ 、 $3\text{K}\Omega$ 、 $2\text{K}\Omega$ 、 $1\text{K}\Omega$ 试验，直至保护动作。动作阻值应大于 $1\text{K}\Omega$ ；

注意：操作人员应戴绝缘手套；试验过程中如发现焦味或电阻器冒烟，应立即将绝缘杆取下，停止试验。试验前应用 1000V 摇表检查可调电阻器接线端对外壳绝缘，要求大于 $10\text{M}\Omega$ 。

10 保护高频通道检验项目及基本要求

10.1 高频电缆

10.1.1 外部检查：见本规程第 4.4.1 条“高频电缆外观检查”；

10.1.2 绝缘试验：用 1000V 摇表测定高频电缆芯与屏蔽层之间的绝缘电阻，应大于 $100\text{M}\Omega$ ；新安装检验或全检时，绝缘电阻合格后，在还要施加 1000V、1 分钟交流工频电压，也可以用 2500V 兆欧表测试绝缘电阻代替。

10.1.3 特性阻抗 Z_c 的测定：测试结果偏差应不大于标称阻抗的 10%；

10.1.4 工作频率 f_0 下的工作衰减 b_p 测试：工作衰减测试结果应小于按电缆长度及工作频

率的计算值。

SYV-75-9(PK-3)型高频电缆典型工作衰减值（单位：db/km）：

工作频率（KHZ）	50	100	150	200	300	400	500
工作衰减值（db/km）	1.56	1.82	2.34	2.60	2.95	3.47	4.34

工作频率 f_0 下的输入阻抗 Z_{in} 测试：测试结果偏差应不大于标称阻抗的 10%。

10.2 结合滤波器的检验

10.2.1 外部检查：见本章第 4.4.2 条“结合滤波器外观检查”。

10.2.2 绝缘试验：用 1000V 摇表摇回路对外壳绝缘电阻，摇之前先将电感线圈接地点拆开，把所有元件短接后对地（外壳）摇绝缘电阻，要求不小于 $100M\Omega$ 。电缆侧电容两端同样用 1000V 摇表测绝缘电阻，同样要求大于 $100M\Omega$ 。新安装检验或全检时，在绝缘电阻合格后，进行 1000V 交流一分钟耐压试验（或用 2500V 摇表代替）。

10.2.3 放电器试验：见 5.4 条“放电器（击穿保险）介质强度检测”。

10.2.4 工作衰减特性 $b_p-F(f)$ 及输入阻抗特性 $Z_{in}-F(f)$ 测试：分别在电缆侧和线路侧进行，要求在工作频带内，输入阻抗与标称值相差不大于 20%， b_p 不大于 1.3db。

10.2.5 根据实测经验：输入阻抗与标称值之间误差在 20%~40%之间，但工作衰减 b_p 一般小于 1db，只要工作衰减不超标，可以认为满足运行要求。

10.2.6 回波损耗特性 $b_{rt}-F(f)$ 测试：分别在电缆侧和线路侧进行，要求结合滤波器在工作频带内的回波损耗大于 20db。

10.2.7 根据实测经验及制造厂出厂报告，回波损耗通常在 12db~20db 之间，依据厂家经验，只要回波损耗不小于 8db，通道联调正常，可以认为满足运行要求。

10.3 线路阻波器的调试：

10.3.1 外部检查：见本章第 4.4.3 “阻波器外观检查”；

10.3.2 绝缘试验：用 2500V 摇表测定绝缘电阻。将摇表的接地端子接在调谐元件的外壳上，另一端依次接到不接外壳的端子上。在检查调谐元件时应将强流线圈断开，所测得的绝缘电阻应大于 $100M\Omega$ 。

10.3.3 避雷器试验（新安装检验或全检时）：测试避雷器工频放电电压符合标称（一般在 1500V~2000V 之间）。

10.3.4 阻波器阻塞阻抗特性 $Z_g-F(f)$ 测试：单频阻波器测出之 Z_g 要求大于 1200Ω 时的阻塞频带应满足 $\Delta f \geq \pm 2KHZ$ (对工作频率)。对于宽频阻波器，在工作频带内阻塞阻抗电阻分量要求不小于 800Ω 。

10.4 耦合电容器的调试：电容量，要求与标称值相差不大于 $\pm 10\%$ ；介质损耗试验，要求 20°C 时 $\text{tg } \delta < 0.4\%$ 。

10.5 接地刀闸检查：外部检查：检查地刀是否有锈蚀，触头接触是否紧密，标示是否清晰，接地线是否牢固可靠。

10.6 单侧通道总衰耗 $\text{bp}\Sigma$ 和输入阻抗 Z_{in} 测试，测定“高频电缆+结合滤波器+耦合电容器+ $400\ \Omega$ 线路模拟阻抗”下的单侧通道总衰耗 $\text{bp}\Sigma$ 和输入阻抗 Z_{in} ，从收发信机处高频电缆端测量：

10.6.1 输入阻抗 Z_{in} 与高频电缆输入阻抗一致，误差不超过 10% ；

10.6.2 总衰耗 $\text{bp}\Sigma$ 等于分项衰耗之和，不超过分项衰耗之和 3db （对于保护、通信复用通道，加上分频滤波器时，要计入分频滤波器的并机衰耗，无实测值时，一般估算为 1.3db ，最大按 2db 估算）。

10.7 高频通道联调：

10.7.1 衰耗器调到 0 或不接入，交换信号，测量并记录收、发信电平：发信电平大于 30db （不超过 40db ）；收信电平应大于 10db ，收信电平与上一次检验时记录值比较，如果下降，下降幅度不应超过 2.5db 。注：当线路带较重负荷后，由于架空线弧垂变化，收信电平可能会下降，但下降幅度不应超过 1db 。

10.7.2 验证收信裕度：收发信机与高频电缆之间串入可调衰耗器，衰耗器调到 6db ，交换信号，此时收信接点应闭合。逐步加大衰耗值，交换信号，直到收信接点返回，此时衰耗器的衰耗值应大于 9db （一般 $<15\text{db}$ ）。

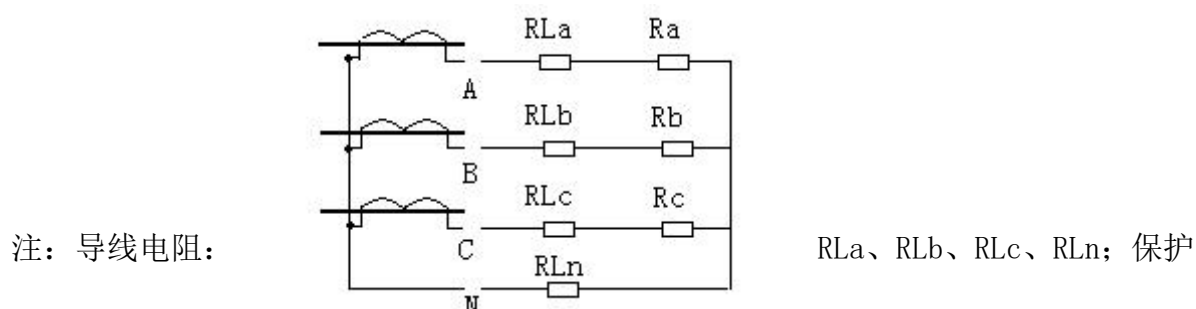
10.7.3 验证 3db 告警：收发信机与高频电缆之间串入可调衰耗器，衰耗器调到 4db ，交换信号，此时 3db 告警灯应亮；衰耗器调到 2db ，交换信号，此时 3db 告警灯应灭（因新疆冬季多冰雪天气， 3dB 告警根据新疆本地习惯一般将告警电平放在 9dB 告警）。

11 电流互感器 10%误差校验

11.1 测量 CT 伏安特性曲线：

11.2 测量 CT 绕组直流电阻：

11.3 测量保护用 CT 二次负载阻抗



装置内部电阻：Ra、Rb、Rc

测量方法：从 CT 端子箱分别向负载侧对 AB、BC、CA、AN 导线施加 50HZ 交流电流（1A），将电压值记录下来（参见上图）。

按下面公式计算分相负载阻抗及 N 相导线阻抗：

$$Z_A = (Z_{AB} + Z_{CA} - Z_{BC}) / 2$$

$$Z_B = (Z_{BC} + Z_{AB} - Z_{CA}) / 2$$

$$Z_C = (Z_{CA} + Z_{BC} - Z_{AB}) / 2$$

$$R_{Ln} = Z_{AN} - Z_A$$

注意事项：

测量 CT 二次负载阻抗时，要求将保护盘 CT 线缆接入保护装置；测量所加电压不宜太大，取 10V。

11.4 计算 CT 10%误差曲线：二次漏抗 Z2 估算：110KV、220KV 电流互感器，取 Z2=绕组直流电阻；15.75KV 系统及厂用电电流互感器，取 Z2=绕组直流电阻/3。10%误差曲线表中 CT 计算电势 E0、允许负载阻抗 Zth、允许电流倍数 m 按下面公式计算：

$$E_0 = U - I_0 \times Z_2$$

$$Z_{th} = E_0 / (9 \times I_0) - Z_2$$

$$m = 2 \times I_0$$

CT 10%误差曲线表：

测点序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I0 (mA)														
U (V)														
E0 (V)														
Zth (Ω) （允许负载阻抗）														
m（电流倍数）														

注：所有 CT 均为 Y 形接线，I2N=5A；所有保护 CT 及负载均为 Y 接线，在 N 线上没有负载；表中 U=f(I0) 数据为伏安特性曲线；表中 Zth=f(m) 数据为 10%误差曲线。

11.5 计算差动保护最大电流倍数 mca 并核对差动保护 CT10%误差：

$$m_{ca} = (K_{rel} \times I_{k, max}) / I_{1, N}$$

$$K_{rel} = 2$$

I_{k, max}——最大三相短路电流

$I_{1,N}$ ——CT 一次额定电流，铭牌值

查 10%误差曲线表，核对各实测 CT 二次负载阻抗 Z_A 、 Z_B 、 Z_C 是否超过曲线表中对应 $m=m_{ca}$ 时的 $Z_{th}(\Omega)$ 。

11.6 计算线路距离保护最大电流倍数 m_{ca} 并核对距离保护 CT10%误差：

$$m_{ca} = (K_{rel} \times I_k) / I_{1,N}$$

$$K_{rel} = 1.3$$

I_k ——I 段末端三相短路时故障电流

$I_{1,N}$ ——CT 一次额定电流，铭牌值

查 10%误差曲线表，核对各实测 CT 二次负载阻抗 Z_A 、 Z_B 、 Z_C 是否超过曲线表中对应 $m=m_{ca}$ 时的 $Z_{th}(\Omega)$ 。

11.7 按单相短路计算相应最大电流倍数，核对各 CT 二次负载阻抗是否超过 10%误差要求：单相短路时 CT 二次负载阻抗取 Z_A+R_{Ln} 、 Z_B+R_{Ln} 、 Z_C+R_{Ln} 进行校验

11.7.1 计算差动保护最大电流倍数 m_{ca} 并核对差动保护 CT10%误差：

$$m_{ca} = (K_{rel} \times I_{k,max}) / I_{1,N}$$

$$K_{rel} = 2$$

$I_{k,max}$ ——最大单相短路电流

$I_{1,N}$ ——CT 一次额定电流，铭牌值

查 10%误差曲线表，核对各实测 CT 二次负载阻抗 Z_A+R_{Ln} 、 Z_B+R_{Ln} 、 Z_C+R_{Ln} 是否超过曲线表中对应 $m=m_{ca}$ 时的 $Z_{th}(\Omega)$ 。

11.7.2 计算线路距离保护最大电流倍数 m_{ca} 并核对距离保护 CT10%误差：

$$m_{ca} = (K_{rel} \times I_k) / I_{1,N}$$

$$K_{rel} = 1.3$$

I_k ——I 段末端单相短路时故障电流

$I_{1,N}$ ——CT 一次额定电流，铭牌值

查 10%误差曲线表，核对各实测 CT 二次负载阻抗 Z_A+R_{Ln} 、 Z_B+R_{Ln} 、 Z_C+R_{Ln} 是否超过曲线表中对应 $m=m_{ca}$ 时的 $Z_{th}(\Omega)$ 。

11.7.3 关于保护装置更改定值的注意事项

11.7.3.1 应按有关继电保护部门提供的定值通知书进行；

11.7.3.2 工作负责人应熟悉定值通知书内容并核对所给的定值单是否齐全，核对定值。

11.7.3.3 核对通知书所使用的 PT、CT 变比是否与设备现场实际情况符合微机保护装置修改定值之前，打印一份装置的定值单；

11.7.3.4 微机保护装置整定结束，应打印一份装置的定值单与修改定前的定值单和定值通知书进行核对，确认需要修改的内容已经修改，不需要修改的部分未被改动；

11.7.3.5 电磁式保护更改定值后应做继电器在整定点的动作值试验，确保其与定值相符；整定结束，将装置打印定值单与签名后的定值通知书一并返还提供定值通知书的保护主管部门。

11.8 百分值计算公式

核对测量误差：

$$\text{误差百分值} = \frac{\text{最大测量值} - \text{最小测量值}}{\text{最小测量值}} \times 100\%$$

保护动作误差：

$$\text{误差百分值} = \frac{\text{实际测量值} - \text{整定值}}{\text{整定值}} \times 100\%$$

离散值：

$$\text{离散值} = \frac{\text{最大测值} - \text{最小值}}{\text{平均值}} \times 100\%$$

12 特别说明

12.1 插、拔插件时，应先断开直流电源，防止损坏设备。

12.2 插、拔芯片前，手要先在接地金属体上触摸放电，防止人体静电损坏芯片。

12.3 插、拔芯片时，注意位置和方向，插入拔芯后需经第二人检查无误后方可通电。

12.4 对微机保护电路板，检验中原则上不使用烙铁，如需要使用，应采用带接地线的电烙铁或在电烙铁烧热后断电焊接。

12.5 整组试验结束、保护恢复电源后，检验人员应检查装置的液晶显示信息及信号灯显示正常，对于保护出口联片，还应测量两端对地电压，确认装置未给出跳、合闸脉冲。

第二章 微机高压线路保护校验规程

1 范围

1.1 本规程规定了某水电站数字式线路成套保护装置的检验内容、检验要求和检验接线。

1.2 本规程适用于维护单位继电保护工作人员进行数字式线路成套保护装置的现场校验

2 引用标准

GB7261-87 继电器及继电保护装置基本试验方法

GB14285-93 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T15145-94 继电保护和安全自动装置通用技术条件

GB50171-92 电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范

DL/T559-94 220-500KV 电网继电保护装置运行整定规定

DL/587-1996 微机继电保护装置运行管理规程

DL/T624-1997 继电保护微机型试验装置技术条件

3 检验项目

新安装检验、全部检验和部分检验的项目见表：

检验项目	新安装检验	全部检验	部分检验
1 外观检查	√	√	√
2 绝缘电阻检测	√	√	√
3 通电前检查	√	√	√
4 检查逆变电源的自启动性能	√	√	
5 通电初步检验： 5.1 保护装置的通电自检 5.2 检验键盘 5.3 打印机与保护装置的联机检验 5.4 设置 CPU 号及装置地址号 5.5 软件版本和程序校验码的核查 5.6 时钟的整定与校核	√ √ √ √ √ √	√ √ √ √ √ √	 √ √
6 定值整定	√	√	√
7 开关量输入回路检验	√	√	√
8 开出传动检验	√	√	√
9 A/D 回路检验： 9.1 零漂的检查 9.2 采样精度检查 9.3 模拟量输入的相位特性检验	√ √ √	√ √ √	√ √ √

检验项目	新安装检验	全部检验	部分检验
10 保护定值检验			
10.1 纵联保护检验			
10.1.1 纵联距离保护检验	√	√	√
10.1.2 纵联零序方向保护检验	√	√	√
10.1.3 纵联负序方向保护检验	√	√	
10.1.4 纵联正序故障分量方向保护检验	√	√	√
10.2 距离保护检验			
10.2.1 距离 I 段保护检验	√	√	√
10.2.2 距离保护 II、III 段保护检验	√	√	√
10.3 零序保护检验			
10.3.1 零序 I 段保护检验			
10.3.2 零序其他段保护检验	√	√	√
10.4 光纤分相电流差动检验	√	√	√
10.4.1 光纤电流正序差动检验			
10.4.2 光纤电流零序差动检验	√	√	√
	√	√	√
11 整组装置检验			
11.1 开入量整组检验	√	√	√
11.2 整组动作时间测量	√	√	√
11.3 重合闸整组动作时间测量	√	√	√
11.4 与本线路其他保护装置联动检验	√	√	
11.5 与断路器失灵保护配合联动检验			
11.6 与中央信号、远动装置的联动检验	√	√	
11.7 带通道联调检验			
	√	√	
	√	√	
12 传动断路器检验	√	√	√
13 带负荷检验			
13.1 测定负荷电流相位	√		
13.2 测定交流电压、交流电流相序	√		
14 投入运行前核对定值	√	√	√
注：1. 新安装检验及全部检验装置试验用 80%额定直流，部分检验不做此要求。 2. 表中有“√”符号的项目表示要求进行检验。			

4 检验要求

4.1 外观及接线检查

4.1.1 保护装置的硬件配置、标注应符合设计要求。

4.1.2 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，并接紧。

4.1.3 保护装置各插件上的元器件的外观质量、焊接质量应良好。

4.1.4 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。

4.1.5 检查保护装置的铭牌技术参数。

4.1.6 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。

4.1.7 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。

4.1.8 保护装置的端子排连接应可靠，标号应清晰正确。

4.1.9 切换开关、按钮、键盘等应操作灵活、手感良好。

4.1.10 各部件应清洁良好。

4.2 绝缘电阻检查

4.2.1 分组回路绝缘电阻检测，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，绝缘电阻均应大于 $10\text{M}\Omega$ （注：在测量某一回路对地电阻时，应将其他各回路都接地）。

4.2.2 整个二次回路的绝缘电阻测量，在保护屏端子排处将所有电流、电压及直流回路的端子连接在一起，并将电流回路的接地点断开，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 $10\text{M}\Omega$ 。

4.3 通电前检查

4.3.1 检查装置的型号及各电量参数是否与定货一致，尤其应注意装置电源及 TA 的额定值应与现场相匹配。

4.3.2 测量直流电压、交流电压回路阻抗，保证回路无短路现象。

在通电检查时注意：停电后才允许拔插件，电源接线正确，MMI 板与面板相连的扁平电缆方向正确，才允许通电。

4.4 逆变电源的检验

1) 检验前断开保护装置的跳闸出口压板。

2) 检验用的直流电源应经专用的双极闸刀，并从保护端子排上的端子接入，屏上其他装置的直流电源开关处于断开状态。

4.4.1 检验逆变电源的自启动性能

保护装置仅插入逆变电源插件。

4.4.1.1 直流电源电压缓慢上升时的自启动性能检验：将试验直流电源电压由 0 缓慢上升至 $80\%U_e$ ，此时逆变电源装置各指示灯应亮（失电告警继电器触点返回）。

4.4.1.2 拉、合直流电源电压时的自启动性能检验：将试验直流电源电压调至 $80\%U_e$ ，断

开、合上直流电源开关，此时逆变电源装置各指示灯应亮。（失电告警继电器触点动作正确）。

4.4.2 逆变电源稳定性检测

直流电源电压分别在 80%U_e、100%U_e、115%U_e 时，逆变电源装置各指示灯应亮，此时测量各级输出电压值，输出电压应稳定，各级电压输出值偏差不超过制造厂规定的产品标准。

4.5 初步通电检验

4.5.1 保护装置的通电自检

保护装置通电后，先进行全面自检，自检通过后：

4.5.1.1 面板上的运行监视绿色灯亮，其他指示灯灭。

4.5.1.2 液晶显示器循环显示巡检状态、保护安装处的电压电流幅值相位及保护投退，并无通信异常报警。

4.5.2 键盘检验

在保护正常运行状态下，分别操作面板上的各键，以检验这些按键的功能正确。

4.5.3 打印机与保护装置的联机检验

选择打印任一保护定值，打印机应打印出相应的定值，表明打印机与微机保护装置联机正常。

4.5.4 时钟整定与校核

进入系统设置中时钟菜单，进行时钟整定。整定好时钟后，通过断、合直流电源开关的方法，检验在直流失电一段时间的情况下，走时仍准确。

4.6 定值整定

定值区号切换及定值修改应断开保护装置跳闸出口压板，检查修改无误后，恢复压板状态。

4.6.1 定值区号的整定

进入 MMI 面板上主菜单后选“定值整定”项，进入定值整定，选“定值区号”项，改变定值区。

4.6.2 整定值的整定

将定值整定书上的整定值输入保护装置，并输入密码确认，然后打印出定值报告进行核对。

4.6.3 整定值的失电保护功能

通过断、合直流电源开关的方法检验，保护装置的整定值在直流电源失电后不会丢失

或改变。

4.7 开关量输入回路检验

分别合上各保护功能投入压板，装置应打印相应的保护功能压板投入的报文，如未连接打印机，可通过面板操作，进入“事件报告”中查看相应的事件报文。其他开入量可通过打印采样值查看开关量状态位，

4.8 开出传动检验

4.8.1 开出传动测试

进入 MMI 面板上主菜单后选“调试”菜单中选定“传动试验”，按“确认”键，进入菜单后输入操作密码进入，对照显示的可驱动各路开出，观察面板信号，测量各开出触点，按复归按钮，复归面板上的信号，同时，上述开出检验时接通的触点应返回，同样需进行检查。

4.8.2 装置失电告警触点测试

装置未上电时，失电告警节点接通，装置上电后，失电告警节点应断开。

4.9 A/D 回路检查

4.9.1 零漂的检查

利用人机对话打印出装置的零漂（不加任何交流量时的正常采样值），检查电流电压回路的零漂，每个回路零漂应在 $-0.2 \sim 0.2A(V)$ 范围内

4.9.2 模拟量输入的相位特性校验

输入对称额定幅值的交流电压、电流，调整输入的同相别交流电压、电流之间相位分别为 0° 、 60° 、 90° ，选择利用人机对话显示交流界面，观察各电流、电压之间的相位应与外部表计测量值相一致。

4.10 保护定值检验

4.10.1 纵联距离保护检验（802 型）

合上纵联收发信机电源，收发信机自发自收。

4.10.1.1 纵联相间距离保护和纵联接地距离保护

仅投入纵联保护硬压板，同时投入纵联距离保护软压板。

分别模拟 A 相、B 相和 C 相单相接地瞬时故障、AB 相、BC 相、CA 相瞬时故障，模拟故障前电压为额定电压，故障电流为 I （通常为 5A，若故障电压 $U_{\Phi\Phi} > 100V$ 或 $U_{\Phi} > 57V$ ，应将 I 适当降低），故障时间为 100—150ms，相角为 90° ，故障电压为：

模拟单相接地故障时： $U_{\Phi} = m \times (1+KX) \times I \times XD$

模拟两相相间故障时： $U_{\Phi\Phi} = 2 \times m \times I \times XD$

M — 系数，其值分别为 0.95、1.05；

XD — 纵联距离停信范围电抗分量定值；

KX — 零序补偿系数电抗分量。

在 0.95 倍定值时可靠动作；在 1.05 倍定值时可靠不动作；在 0.7 倍定值时测量保护动作时间。

4.10.1.2 纵联零序方向保护检验

仅投入零序硬压板，同时投入纵联零序保护软压板。

分别模拟 A 相、B 相和 C 相单相接地瞬时故障，一般情况下模拟故障电压为 50V，当模拟故障电流较小时可适当降低模拟故障电压数值。故障时间为 100~150ms，相角为灵敏角，故障电流为：

$$I = m \times 3I_0$$

$3I_0$ — 零序方向电流整定值

M — 系数，其值分别为 0.95、1.05、1.1

保护在 1.05 倍定值时可靠动作；在 0.95 倍定值时可靠不动作；在 1.2 倍定值时测量保护动作时间。

4.10.1.4 光纤电流差动保护

- 1) 以单侧校验，投入差动保护硬压板；
- 2) 将光端机在 CPU 插件上的接收 RX 和发送 TX 用尾纤短接构成自发自收方式；
- 3) 投差动保护压板；
- 4) 闭锁角试验：固定电压，模拟三相短路故障，改变电流电压相角，画出闭锁角。
- 5) 分别模拟三相短路故障、单相接地故障、相间短路故障，故障电压为 50V：

➤ 加故障电流 $I = \text{差动电流定值} \times 1.05 \times 0.5$ ；

➤ 装置面板上相应跳闸灯亮液晶上显示电流差动保护动作时间为 10 — 25ms。

- 6) 恢复光纤通道，M 端加入三相不同电流（A 相 0.2A，B 相 0.4A，C 相 0.6A），与对侧 N 端进行联调，在 N 端读取 M 端电流值，一次电流应一致，然后由 N 端进行同样的步骤，其误码（WM）不应超过规定值。上述工作结束后分别进行两侧传动断路器试验（该试验视系统情况而定）

4.10.2 距离保护检验

4.10.2.1 距离 I 段保护检验

- 1) 仅投入距离保护 I 段硬压板，同时投入软压板。

- 2) 分别模拟 A 相、B 相和 C 相单相接地瞬时故障，AB 相、BC 相、CA 相瞬时故障，模拟电流 I 固定（一般 $I=I_n$ ），单相接地故障的相角为 90° ，两相相间故障时的相角为整定正序阻抗角，故障时间为 100–150ms，故障电压为：

模拟单相接地故障时： $U = m (1+KX) * m * XD_1$

模拟两相相间故障时： $U = 2 m * I * ZZ_1$

m---- 系数，其值分别为 0.9、1.05、0.7

XD_1 ----距离 I 段接地电抗分量定值

ZZ_1 ----距离 I 段相间阻抗定值

KX----零序补偿系数电抗分量

在 0.95 倍定值时可靠动作；在 1.05 倍定值时可靠不动作；在 0.7 倍定值时测量保护动作时间。

4.10.2.2 距离保护 II 段和 III 段保护检验

- 1) 投入距离保护 II、III 段硬压板，同时投入软压板。
- 2) 检验距离 II 段保护时，分别模拟 A 相接地和 BC 相间短路故障；检验距离 III 段保护时，分别模拟 B 相接地和 AC 相间短路故障。故障电流 I 固定（一般 $I=I_n$ ），单相接地故障时的相角为 90° ，两相相间故障时的相角调整为整定正序阻抗角，故障电压为：

模拟单相接地故障时： $U = m (1+KX) * m * XD_n$

模拟两相相间故障时： $U = 2m * I * ZZ_n$

m---- 系数，其值分别为 0.9、1.05、0.7

XD_n ----距离 II、III 段接地电抗分量定值

ZZ_n ----距离 II、III 段相间阻抗定值

KX----零序补偿系数电抗分量

在 0.95 倍定值时可靠动作；在 1.05 倍定值时可靠不动作；在 0.7 倍定值时测量保护动作时间。

4.10.3 零序保护检验

投入零序保护压板，分别模拟 A 相、B 相、C 相单相接地瞬时故障，模拟故障电压 $U=50V$ ，模拟故障时间应大于零序相应段保护的动作时间定值，相角为灵敏角，模拟故障电流为：

$$I = m I_{Setn}$$

M ---- 系数，其值分别为 0.9、1.05、1.2

I_{Setn} ---- 其值为相应段整定值电流

保护在 1.05 倍定值时可靠动作；在 0.95 倍定值时可靠不动作；在 1.2 倍定值时测量保护动作时间。

4.11 装置整组检验

4.11.1 开入量的整组检验

根据图纸，结合回路对开入量输入进行整组检验，检查开入量输入变化情况。

4.11.1.1 信号复归，按下屏上复归按钮，应能复归保护动作信号灯。

4.11.1.2 手合开入，进行断路器手动合闸操作，对手合加速开入量进行校验。

4.11.1.3 沟通三跳，模拟重合闸退出，闭锁、充电未满，或三重方式等，对沟通三跳开关量输入进行校验。

4.11.1.4 三跳位置，断路器分别处于合闸状态和分闸状态时，校验三跳位置开关量状态。

4.11.1.5 收信输入，在与收发信机装置配合检验时，对收发信机输入开关量输入进行校验。

4.11.1.6 导频消失，模拟复用载波机或专用收发信机的告警信号，对导频消失开关量输入进行校验。

4.11.1.7 三跳启动重合闸，模拟其他保护装置三跳启动重合闸，校验三跳启动重合闸开入量。

4.11.1.8 单跳启动重合闸，模拟其他保护装置单跳启动重合闸，校验单跳启动重合闸开入量。

4.11.1.9 低气压闭锁重合闸，模拟断路器液（气）压压力的闭锁重合闸触点动作，检验低气压闭锁重合闸开入量。

4.11.1.10 闭锁重合闸，分别进行手动合闸和手动分闸操作，重合闸停用闭锁重合闸、母差保护动作闭锁重合闸等闭锁重合闸整组检验。

4.11.1.11 不对应启动重合闸，模拟断路器 A、B、C 相分别偷跳状态校验断路器各相的跳位开入量任一偷跳，重合闸充满电后将重合出口。

4.11.2 整组动作时间测量

本检验是测量从模拟故障至断路器跳闸回路动作的保护整组动作时间，仅投入距离 I 段保护投入压板，两相相间故障时的相角为整定正序阻抗角，模拟故障时间为 100—150ms，故障电压为：模拟两相相间故障时： $U=2*0.7*I*ZZ1$

检查保护显示或打印出距离 I 段的动作时间，其动作时间应不大于 30ms，并且与本项目所测量保护整组动作时间的差值不大于 6ms。

4.11.3 重合闸整组动作时间测量

仅投入距离保护投运压板，重合闸方式开关置于整定的重合方式位置。模拟 A 相接地故障，模拟故障电流一般取 $I=I_n$ ，相角为 90° ，模拟故障时间为 100ms，模拟故障电压为 $U=0.7 * I * XD1 * (1+KX)$ ，测量的重合闸整组动作时间与整定的重合闸时间差不大于 30ms。

4.11.4 与本线路其他保护装置联动检验

本线路的有关保护一并接入（交流电流串联、交流电压并联），重合闸方式 QK 置于实

际使用的重合闸方式，进行下列检验：

- 4.11.4.1 模拟接地距离 I 段范围内单相瞬时和永久性接地故障（停用零序保护）；
- 4.11.4.2 模拟接地距离 II 段范围内相间、相间接地、三相瞬时性和永久性故障（停用零序保护）；
- 4.11.4.3 模拟距离 III 段范围内 A 相瞬时接地和 BC 相间瞬时故障（停用纵联保护）；
- 4.11.4.4 模拟距离 III 段范围内 B 相瞬时接地和 CA 相间瞬时故障（停用纵联保护和零序保护）；
- 4.11.4.5 模拟零序 II 段范围内 C 相瞬时性和永久性接地故障（停用纵联保护和距离保护）；
- 4.11.4.6 模拟零序 III 段范围内 A 相瞬时性接地故障（停用纵联保护和距离保护）；
- 4.11.4.7 模拟 TV 断线的情况下过流 I 段动作范围内 BC 相间瞬时和永久性故障（保护全投）；
- 4.11.4.8 模拟手合于全阻抗继电器和零序过流继电器动作范围内的 A 相瞬时接地和 BC 相间瞬时故障；
- 4.11.4.9 模拟反向出口 A 相接地、BC 相间和 ABC 三相瞬时故障。

4.11.4.1 QK 置于三相重合闸位置的检验

若线路实际使用三相重合闸，则模拟上表所示的各种类型故障，装置动作的结果与上表核对。

4.11.4.2 QK 置于单相重合闸位置的检验

若线路实际使用单相重合闸，则模拟上表所示的各种类型故障，装置动作的结果与上表核对。

4.11.4.3 QK 置于停用重合闸位置的检验

模拟 A 相瞬时接地短路，应跳三相不重合。

4.11.5 与断路器失灵保护配合联动检验

模拟各种故障检验启动断路器失灵保护回路性能，应进行下列检验：

- 1) 模拟 A 相、B 相、C 相单相接地故障。
- 2) 模拟 AC 相间故障。

做上述检验时，所加故障电流应大于失灵保护电流整定值，而模拟故障时间应与失灵保护动作时间配合。

4.11.6 与中央信号、远动装置的配合联动检验

根据微机保护与中央信号、远动装置信息传送数量和方式的具体情况确定检验项目和方法，但要求至少进行模拟保护装置异常、保护装置报警、保护装置动作跳闸的检验。

4.11.7 带通道联调检验专用收发信机

4.11.7.1 通道检验

通道联调应强调需在通道设备调试完成的条件下进行：线路两侧收发信机均置通道位置，两侧收发信机和微机保护装置电源开关合上，两侧分别进行通道检验，两侧收发信电平正常。

4.11.7.2 保护装置带通道检验

仅投入纵联保护压板，退出零序保护和距离保护。

1) 模拟故障前电压为额定电压，故障时间为 100—150ms

模拟单相接地故障时

$$U=1.2(1+KX)*I*XD_{II} \quad I=I_n$$

XD_{II} 为接地距离 II 段定值

2) 模拟相间故障时

$$U=2.4*I*ZZ_{II} \quad I=I_n$$

ZZ_{II} 为相间距离 II 段定值

4.11.7.2.1 闭锁式保护

线路两侧收发信机和保护装置均投入正常工作，单侧（两侧分别进行）模拟区内和区外故障，相角为灵敏角，要求模拟不少于 5 次故障，纵联保护均不动作。

合上一侧收发信机和保护装置的直流电源开关，另一侧收发信机关机，模拟 3 次区内故障，纵联保护均应可靠动作。

4.12 传动断路器检验

重合闸方式分别置于整定的重合闸方式和重合闸停用方式，保护装置投运连接片、跳闸及合闸连接片投上。

进行传动断路器检验之前，控制室和开关站均应有专人监视，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，监视中央信号装置的动作及声、光信号指示是否正确。如果发生异常情况时，应立即停止检验，在查明原因并进行改正后再继续进行。

传动断路器检验应在确保检验质量的前提下，尽可能减少断路器的动作次数，根据此原则，应在整定的重合闸方式下做以下传动断路器检验：

- 1) 分别模拟 A、B、C 相瞬时接地故障；
- 2) 模拟 C 相永久性接地故障；
- 3) 模拟 AB 相间瞬时性故障；
- 4) 在重合闸停用方式下模拟一次单相瞬时性接地故障。

4.13 带负荷检验

按《继电保护及电网安全自动装置检验条例》的有关规定，除完成对电流互感器的极性及其二次电缆相别的检验外，还要完成对断路器及其操作回路的检验工作，才能进行本检验，所有接线应恢复至正常运行状态，尤其是电流回路不得开路。

4.13.1 测定负荷电流的相位

利用相位仪测量交流电流与电压的相位关系，得出相应的六角图。通过人机接口的循环显示菜单观察相位与六角图比较应一致。

4.13.2 检验交流电压、交流电流相序

装置在正常状态下，通过人机接口的循环显示菜单观察相序 UA、UB、UC 间应依次超前 120° ，UA、UB、UC 的有效值乘以电压互感器变比应与控制室电压表计值一致。IA、IB、IC 间应依次超前 120° 。各相电流的有效值乘以变比应与控制室电流表计值一致。

4.14 投入运行前核对定值

使装置恢复正常状态，断、合一次直流电源，然后分别打印出各种实际运行方式可能用到的各套定值，与上级部门下发的整定值进行核对。

第三章 DGT801E 发电机保护调试规程

1 绝缘及耐压试验

1.1 准备工作

1.1.1 进行本项检验时，需在屏端子排处将所有外引线全部断开，根据最新的图纸断开所有出口压板，合上保护装置直流电源插件上的电源开关。检验结束之后断开保护装置直流电源插件上的电源开关，端子排的所有外部连线(电缆线)按以后试验项目的要求逐步恢复。

1.1.2 将打印机与微机保护装置断开。

1.1.3 拔出模数插件、各个 CPU 插件及通讯管理插件，其余插件全部插入。

1.2 测保护屏内两回路之间及各回路对地的绝缘

进行本项试验前，应先检查保护装置内所有互感器屏蔽层的接地线是否全部可靠接地，在本项检验过程中此接地线均不应断开。测绝缘电阻时，施加摇表电压时间不少于 5s，待读数达到稳定时，读取绝缘电阻值，其阻值均应大于 $10\text{M}\Omega$ 。

在屏端子排处分别短接交流电压回路端子、交流电流回路端子、直流电源端子、跳闸端子、信号端子和开关量输入端子，然后用 500V 摇表轮流测量以上 6 组短接端子间及各组对地的绝缘。当有某一组不合格时，则需打开该组的短接线，再分别检验每一端子的绝缘，找出毛病并予以消除。

1.3 屏的耐压试验

在测试上述绝缘阻值合格后才允许进行耐压试验。将上条所列的端子全部短接在一起，对地工频耐压 1000V、1min 的耐压试验，耐压时应注意人身安全。如试验设备有困难时，允许用 2500V 摇表测量绝缘电阻的方法代替。耐压前后各回路对地绝缘阻值应无明显下降。

1.4 测定整个回路的绝缘

在保护屏的端子排外侧，将所有电流、电压及直流回路的端子连接在一起，并将电流回路的接地点拆开，用 500V 摇表测量整个回路对地的绝缘，要求其绝缘阻值大于 $10\text{M}\Omega$ 。

2 检验电源插件

2.1 检验电源的自启动性能

合上直流电源插件上的电源开关，试验直流电源由零缓慢调至 80%额定值，此时该插件上的电源指示灯应亮，然后断、合一次直流电源开关，电源指示灯应亮。

3 在调试方式下的检验

3.1 检验打印机；

3.2 检验键盘；

3.3 检验开出回路；

开出回路的检查：传动跳闸 CPU 的每个保护，检查相应保护的跳闸输出触点是否可靠闭合，传动信号 CPU 的每个保护，检查相应保护的输出信号触点是否可靠闭合的，同时信号触点的类型（瞬动或保持）是否满足要求。

3.4 检验开入量输入回路

将开入回路对应的开入量输入端子短接，在管理机的开入菜单里观察开入变位是否动作，同时观察管理机的弹出报告是否正确。

3.5 检验定值输入功能

3.5.1 输入定值；

3.5.2 固化定值。

3.6 通道校验

在模拟量通道输入一定的电流电压量，查看或打印面打板显示的采样值与施加的量相符，相位亦也一致。要求在额定值上下多做几个点。

4 保护性能检验

4.1 在按照上述操作做好前期工作后，按本调试方法要求对所配置保护逐项进行测试，统一说明：

4.1.1 机组保护的投退通过装置中的软压板投退确定，无相应的硬压板。

4.1.2 保护是否动作于跳闸，通过控制字的投退确定，同时跳闸硬压板应投入。

4.1.3 硬压板投退说明：出厂前整屏调试及用户现场调试时，对照图纸直接投入对应的硬压板，单装置调试时，将硬压板对应的开入量投入即可。

4.1.4 软压板投退说明：软压板的投退在保护校验完成后要根据定值单恢复。

4.1.5 保护动作指示灯说明：所有动作于跳闸出口的保护动作时，装置面板上启动、信号和跳闸指示灯同时点亮；所有动作于信号的保护动作时，装置面板上只有启动和信号指示灯点亮。

4.1.6 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。

4.1.7 在做某一项保护试验时，只投入该保护的投入压板，其它保护压板不投入。

4.2 发电机纵差保护

4.2.1 保护概况

纵差保护由差动速断保护和比率差动保护构成，保护动作第一时间动作与跳闸停机

4.2.2 制动特性斜率%

测试制动特性斜率 K 时，按两侧电流输入，在制动区找出两个动作点来测试制动特性斜率，计算公式为：

$$K = (I_{d2} - I_{d1}) / (I_{z2} - I_{z1})$$

其中 I_{d1} , I_{z1} 为动作点 1 的动作电流和制动电流， I_{d2} , I_{z2} 为动作点 2 的动作电流和制动电流。

当两侧电流反相位输入时，动作电流为 $I_d = I_2 + I_1$ ，制动电流为 $I_z = (I_2 - I_1) / 2$ ， I_2 、 I_1 分别为其中一个动作点的机端、机尾二次电流，相位相差 180° 。

1) 动作时间

在施加两相电流均为最小动作电流的 2 倍的条件下，测差动动作时间，其值应不大于 25ms。

4.3 电流回路断线闭锁元件

电流回路断线闭锁差动可以通过软压板投退，若投入则当电流回路发生故障时，瞬时闭锁比率差动保护，延时 4s 告警。电流回路断线闭锁元件的主要判据是发电机单侧出线负序电流。

4.4 发电机零序电流横差保护

4.4.1 最小动作电流

施加单相电流至横差电流输入端子，直至面板指示灯亮，此时的电流值为 $I_{op.0}$ 值，其误差应符合技术条件的要求。

4.4.2 瞬时动作时间

施加 $1.5 I_{op.0}$ 的零序电流，测保护动作时间，其值应不大于 35ms。

4.4.3 出口测试

施加动作零序电流值，测其动作出口接地是否闭合。

4.5 定子接地保护

1) 95%定子接地保护

在保护装置电压输入端子施加基波零序电压（ $50 \pm 0.25\text{Hz}$ ）至保护出口指示灯亮，所加电压应为基波零序电压整定值，误差符合技术条件要求。

2) 100%定子接地保护

机端、机尾的三次谐波电压为 U_{3s} 、 U_{3n} ，施加 $U_{3n} = 0V$ ，加 U_{3s} ($150 \pm 0.75Hz$) 至 $0.2V$ 机端零序电压输入端子，保护应可靠动作；然后加 U_{3n} ($150 \pm 0.75Hz$) 约 $1V$ ，保护返回；继续加 U_{3s} ($150 \pm 0.75Hz$) 至保护出口指示灯亮（注意：三次谐波定子接地只发信号，因此只有信号 CPU 的指示灯亮），此时三次谐波比值 $U_{3s} / (K \cdot U_{3n})$ 应与三次谐波比例系数整定值相符，误差符合技术条件要求。

3) 延时时间

施加 1.5 倍的动作值，测试定子接地保护动作时间，延时应符合有关规定要求。

4.6 转子一点接地保护

1) 接地电阻测试

在转子电压输入端子接滑线变阻器阻值最大的两端，在大轴端子上接两个 20 千欧的电阻，电阻另外一端接在与划片连接的轴上；加转子直流电压到模拟转子绕组的滑线变阻器两端，此时面板指示灯不亮，将两个串接的电阻去掉一个，面板上的指示灯点亮，一点接地保护动作。此时移动划片到一定位置，装置报转子两点接地

2) 延时时间

将两个 20 千欧电阻并接在大轴输入端子与划片轴上，测试动作时间。

4.7 失磁保护

为了测试单个判据方便，可以将失磁逻辑中其他判据的出口软压板退出。失磁保护常用的判据如下：

1) 凸极功率的测试

施加单相电流电压至机端电流输入端子和机端电压输入端子，改变电流电压的大小或相位差，使保护动作（由于此时没有施加转子电压，动作点沿功率轴移动，因此当输入的功率为凸极功率时，此判据的动作条件即满足），计算出施加的功率应与整定值相等，误差符合技术条件要求。依次按照 A、B、C 相施加电流电压，均应满足技术条件要求。

2) ULP 斜率的测试

施加转子电压 U_{fd} 至转子电压输入端子和机端电压电流，改变机端电流电压的大小或相位差即改变输入功率 P （或改变转子电压 U_{fd} ），使保护动作，

计算 $K_{set} = U_{fd} / (P - P_t)$ 应与整定值相等，误差符合技术条件要求。

3) 定励磁低电压判据

施加励磁电压 U_{fd} ，改变 U_{fd} ，使保护动作，输入的转子电压即为 U_{op} ，误差应符合技术条件要求。

4) 静稳边界阻抗判据, 动作区及最大灵敏角测试

施加试验电压量 U_{ab} , 电流量 I_{ab} , I_{ab} 值大于电流启动值 (内部固定为 $0.06 I_n$), 使测量阻抗 $Z < Z_{1B}$ 且接近于 Z_{1B} , 改变 U_{ab} 与 I_{ab} 之间的相位角, 使保护刚好动作, 记录此时的动作角度 ϕ_1 , 如 ϕ_1 在第三象限, 则在第四象限测出使保护刚好动作的另一角度 ϕ_2 , 那么 $\phi = (\phi_1 + \phi_2) / 2$ 。其中 ϕ 为最大灵敏角, 应为 270° , 误差符合技术条件要求。使测量阻抗 $Z < Z_{1A}$, 从 180° 开始增加 U_{ab} 与 I_{ab} 之间的相位角, 使保护刚好动作, 记录此时的动作角度 ϕ_1 ; 在第四象限从 360° 开始减小 U_{ab} 与 I_{ab} 之间的相位角至保护刚好动作, 记录此时的动作角度 ϕ_2 , 那么 ϕ_1 应为 $190^\circ \pm 3^\circ$, ϕ_2 应为 $350^\circ \pm 3^\circ$, 误差符合技术条件要求。

5) 动作阻抗值

在最大灵敏角下, 施加试验电压量 U_{ab} , 试验电流量 I_{ab} , 使 $Z > Z_{1B}$, 增加电流至保护刚好动作, 计算此时阻抗值应与整定值 Z_{1B} 相符, 误差符合技术条件要求。(注: 实际上为了防止误动, 动作特性曲线上的第一象限和第二象限的动作区都被屏蔽了, 所以 Z_{1A} 的值不用测试。)

6) 失磁保护系统低电压判据

施加三相电压到系统电压输入端子, 使三相电压值大于系统低电压整定值, 此时低电压判据不动作。再降低三相电压值使低电压判据出口动作, 其动作值应与整定值相符, 误差符合技术条件要求。

7) TV 断线闭锁判据

TV 断线判据一般用于闭锁静稳阻抗和异步阻抗判据。施加较大零序电压或在另一组 TV 上施加 C 相电压 (对双 TV 断线判据而言) 使 TV 断线可靠动作, 再施加 A 相电流电压使静稳阻抗或异步阻抗判条件满足, 此时静稳阻抗或异步阻抗判据应该不动作 (注意施加 A 相电流电压的过程中 TV 断线保护不能返回)。改变电压使 TV 断线保护返回, 此时静稳阻抗或异步阻抗判据应该出口。在测试过程中, 由于 TV 断线已经动作, 观察面板指示无法判断出静稳阻抗或异步阻抗判据是否动作, 可以通过观察管理机弹出报告或检查失磁的信号接点是否闭合来判断保护是否动作。

4.8 复合电压闭锁过电流保护

1) 动作电压

施加 1.2 倍整定值的单相电流 (A、B、C 相均可) 后备保护装置电流输入端子, 按正序关系加入 A、B、C 三相电压值均为 57.7V 到保护装置电压输入端子。同时降低三相电压至

保护出口指示灯亮，此时三相电压值应为低压整定值的 $1/1.732$ ；或同时降低 A、B 两相电压至保护出口指示灯亮，此时 U_{ab} 满足低压条件，且 A、B 相电压值应为低压整定值的 $1/1.732$ ；同时降低 A、C 两相电压至保护出口指示灯亮，此时 U_{ac} 满足低压条件，且 A、C 相电压值应为低压整定值的 $1/1.732$ ；同时降低 B、C 两相电压至保护出口指示灯亮，此时 U_{bc} 满足低压条件，且 B、C 相电压值应为低压整定值的 $1/1.732$ ，误差均应符合技术条件要求。负序电压试验方法相同，只是是由小向大加负序电压至出口指示灯亮。

2) 动作电流

施加 A 相电流至装置面板指示灯亮（此时因不加电压，低压条件肯定满足，保护只需加电流即可动作），所加电流应为动作电流整定值，误差均应符合技术条件要求。

3) 延时时间

施加单侧单相电流动作电流整定值的 1.2 倍，测动作时间，误差应符合技术条件要求。

4.10 发电机过负荷告警

1) 预告信号启动值测试

加单相电流(A、B、C 相分别测试)至保护出口指示灯亮，所加电流值应为预告信号启动值，误差符合技术条件要求

2) 预告信号延时测试

施加 1.2 倍动作电流，测延时，误差符合技术条件要求。

4.11 发电机过电压保护

1) 发电机过电压 I 段动作值测试

施加三相额定电压至机端电压端子，逐渐增加电压至保护出口指示灯亮，所加线电压值即为 I 段动作值，误差符合技术条件要求。

2) 发电机过电压 I 段动延时测试

施加 1.2 倍动作电压值，测过电压 I 段的延时，误差符合技术条件要求。

3) 发电机过电压 II 段动作值测试

施加三相额定电压至机端电压端子，逐渐增加电压至保护出口指示灯亮，所加线电压值即为 I 段动作值，误差符合技术条件要求。

4) 发电机过电压 II 段动延时测试

施加 1.2 倍动作电压值，测过电压 II 段的延时，误差符合技术条件要求。

第四章 SGB750 型母差微机保护装置检验规程

1 主题内容与适用范围

本标准规定了 SGB750 型 220KV 母差微机保护装置的检验方法、检验项目与质量标准。

本标准适用于本厂 220KV 母差微机保护装置的检验。

2 外观检查

检验内容	要求	检验结果	备注
外观	清洁、指示灯正常		
插件及二次屏内线	接触良好、无松动、二次接线牢固		

3 绝缘检查：

检验内容	要求	检验结果	备注
电流回路对地	$>10\text{M}\Omega$		
电压回路对地	$>10\text{M}\Omega$		
直流回路对地	$>10\text{M}\Omega$		

4 母差微机保护装置功能配置：

- 4.1 复合电压闭锁；
- 4.2 PT 断线告警；
- 4.3 CT 断线告警；
- 4.4 故障报告显示、打印；
- 4.5 断路器失灵保护；
- 4.6 母联充电保护；
- 4.7 母线差动保护。

5 220KV 母差微机保护检验

5.1 逆变电源检查

5.1.1 保护装置各插件均插入，分别加 80%、100%、115%直流额定电压，保护装置应处于正常工作状态。

5.1.2 装置通电后，“CPU 运行”绿灯应正常点亮，其他灯灭。

5.2 打印机联机试验及定值清单检查

5.2.1 打印机与微机保护装置联结并投入电源。

5.2.2 打印定值清单并与上级下达的定值通知单核对。

5.3 零漂检查

5.3.1 装置通电后不加任何交流量。

5.3.2 打印交流回路采样值，要求交流电压的零漂值在 $\pm 0.2\text{V}$ 以内、交流电流的零漂值在 $\pm 0.1\text{A}$ 以内。

5.4 PT 断线告警检验

5.4.1 PT 断线逻辑：当正序电压小于 30V 或负序电压小于 6V，延时 10s 报 TV 断线并发告警信号。TV 断线元件仅发告警信号不闭锁差动保护。

5.4.2 通入三相对称电压，幅度一额定。

5.4.3 断开一相电压，观察 LCD 上显示 PT 断线告警信号。

5.4.4 打印出 PT 断线告警事故报告。

5.5 TA 断线告警检验

5.5.1 TA 断线逻辑：当大差及小差电流连续 7s 大于 TA 断线定值即判为 TA 断线。

5.5.2 投入“差动保护投入”压板。

5.5.3 通入三相对称电压，幅度额定，通入单相电流，幅度大于 CT 断线定值，误差 $\geq 5\%$ 。

5.5.4 观察 LCD 上显示 CT 断线告警信号。

5.5.5 打印出 CT 断线告警事故报告。

5.5.6 通入三相对称电压，幅度额定，通入单相电流，幅度小于 CT 断线定值，CT 断线告警不动作，误差 $\geq 5\%$ 。

5.6 “复合电压低电压”动作检验

5.6.1 “复合电压低电压”动作逻辑： U_2 大于负序电压定值、或 $3U_0$ 大于零序电压定值、或 $U_{\Phi\Phi}$ 小于相间低电压定值。

5.6.2 负序电压：通入三相对称电压，幅度额定。将一相电压降低，产生负序电压，负序电压大于定值，观察 LCD 上显示“电压动作”告警信号，误差 $\geq 5\%$ 。

5.6.3 零序电压：通入开口三角电压，幅度大于定值，观察 LCD 上显示“电压动作”告警信号，误差 $\geq 5\%$ 。

5.6.4 低电压：通入三相对称电压，幅度 $U_{\Phi\Phi}$ 小于定值，观察 LCD 上显示“电压动作”告警信号，误差 $\geq 5\%$ 。

5.6.5 打印出“复合电压低电压动作”事故报告。

5.7 比率制动差动保护动作值检验

5.7.1 投入“差动保护投入”压板。

5.7.2 动作门槛检验：从某元件通入单相电流，幅度大于动作门槛值，观察 LCD 上显示保护动作信号，误差 $\geq 5\%$ 。

5.7.3 对全部元件的 A、B、C 三相依次进行上述试验，保护动作行为应可靠。

5.7.5 制动系数 K 检验：任选两元件，从同一相加入电流，幅度相等，相位相同，逐渐加大其中一个元件的电流至保护动作，记下此时两元件电流值 I_1 、 I_2 ，按下式计算 K：

$$K = |I_d / I_f| \quad \text{误差} \geq 5\% \quad I_d = I_1 - I_2 \quad I_f = I_1 + I_2$$

I_d 为差动电流， I_f 为制动电流

5.7.6 打印一份保护动作事故报告。

5.8 差动保护整组动作时间检验

5.8.1 投入“差动保护投入”压板。

5.8.2 模拟故障条件如下：三相对称电压，幅度— $U_\Phi < 30V$ ，从某元件通入单相电流，幅度大于差动定值。

5.8.3 从出口继电器接点测量保护整组动作时间： $\geq 16ms$ 。

5.9 模拟区外故障试验

5.9.1 投入“差动保护投入”压板。

5.9.2 任选两元件，从同一相突然加入电流，幅度相等，相位相反，要求保护可靠不动作。

5.10 差动保护传动试验

5.10.1 投入“差动保护投入”压板。

5.10.2 从某元件通入单相电流，幅度大于定值，使保护动作，检查各开出接点（跳闸接点及闭锁重合闸接点）可靠闭合。

5.10.3 如条件允许，应带断路器进行试验。

5.11 复合电压闭锁检验

5.11.1 投入“差动保护投入”压板，模拟区内三相短路故障（残压大于 40V），使差动元件动作，复合电压元件不动作。检查各开出接点可靠不闭合。

5.12 信号接点检查

5.12.1 做有关各种试验使信号发出，或通过人机对话的传动试验菜单开出各种信号，从端子排上检查各信号接点可靠闭合。

5.12.2 在装置断电时，“失电告警”接点应可靠闭合。

第五章 DGT801C 主变保护装置校验规程

1 绝缘及耐压试验

1.1 准备工作

1.1.1 进行本项检验时，需在屏端子排处将所有外引线全部断开，根据最新的图纸断开所有出口压板合上保护装置直流电源插件上的电源开关。检验结束之后断开保护装置直流电源插件上的电源开关，端子排的所有外部连线(电缆线)按以后试验项目的要求逐步恢复。将打印机与微机保护装置断开。

1.1.2 拔出模数插件、各个 CPU 插件及通讯管理插件，其余插件全部插入。

1.1.3 屏上各连片置于“投入”位置。

1.2 测保护屏内两回路之间及各回路对地的绝缘

进行本项试验前，应先检查保护装置内所有互感器屏蔽层的接地线是否全部可靠接地，在本项检验过程中此接地线均不应断开。测绝缘电阻时，施加摇表电压时间不少于 5s，待读数达到稳定时，读取绝缘电阻值，其阻值均应大于 $10\text{M}\Omega$ 。

在屏端子排处分别短接交流电压回路端子、交流电流回路端子、直流电源端子、跳闸端子、信号端子和开关量输入端子，然后用 1000V 摇表轮流测量以上 6 组短接端子间及各组对地的绝缘。当有某一组不合格时，则需打开该组的短接线，再分别检验每一端子的绝缘，找出毛病并予以消除。

1.3 屏的耐压试验

在测试上述绝缘阻值合格后才允许进行耐压试验。将上条所列的端子全部短接在一起，对地工频耐压 1000V、1min 的耐压试验，耐压时应注意人身安全。如试验设备有困难时，允许用 2500V 摇表测量绝缘电阻的方法代替。耐压前后各回路对地绝缘阻值应无明显下降。

1.4 测定整个回路的绝缘

在保护屏的端子排外侧，将所有电流、电压及直流回路的端子连接在一起，并将电流回路的接地点拆开，用 1000V 摇表测量整个回路对地的绝缘，要求其绝缘阻值大于 $1.0\text{M}\Omega$ 。

2 检验电源插件

2.1 检验电源的自启动性能

合上直流电源插件上的电源开关，试验直流电源由零缓慢调至 80%额定值，此时该插件上的电源指示灯应亮，然后断、合一次直流电源开关，电源指示灯应亮。

3 在调试方式下的检验

3.1 检验打印机;

3.2 检验键盘;

3.3 检验开出回路;

开出回路的检查: 传动跳闸 CPU 的每个保护, 检查相应保护的跳闸输出触点是否可靠闭合, 传动信号 CPU 的每个保护, 检查相应保护的输出信号触点是否可靠闭合的, 同时信号触点的类型 (瞬动或保持) 是否满足要求。

3.4 检验开入量输入回路

将开入回路对应的开入量输入端子短接, 在管理机的开入菜单里观察开入变位是否动作, 同时观察管理机的弹出报告是否正确。

3.5 检验定值输入功能

1) 输入定值;

2) 固化定值。

3.6 通道校验

在模拟量通道输入一定的电流电压量, 查看或打印面打板显示的采样值与施加的量相符, 相位亦也一致。要求在额定值上下多做几个点。

此项调节应该按照跳闸 CPU 和信号 CPU 分别进行。

3.7 保护定值校验

3.7.1 变压器差动保护

由于变压器差动保护二次 TA 为全星型接线, 需要软件对所有一次绕组为 Y 型接线的二次电流进行相位和幅值补偿, 补偿方式为:

$$I_a = (I_{AY} - I_{BY}) / \sqrt{3}$$

$$I_b = (I_{BY} - I_{CY}) / \sqrt{3}$$

$$I_c = (I_{CY} - I_{AY}) / \sqrt{3}$$

其中 I_a 、 I_b 、 I_c 为补偿后二次电流 (即保护装置实时参数显示的电流), I_{AY} 、 I_{BY} 、 I_{CY} 为输入的二次电流。并且利用单相电流作试验时, 所加电流值与保护测到的电流值幅值相差 1.732 倍 (同时加入三相电流时, 没有幅值差异)。

1) 动作电流

在低压侧电流输入端子施加如 $I = I_{op.0} / K_P$ 式算得电流至面板指示灯亮; 在高压侧电流输入端子施加如 $I = \sqrt{3} I_{op.0} / K_P$ 式算得电流至面板指示灯亮。式中: I 调试时施加电流值, K_P 施加电流侧的平衡系数, $I_{op.0}$ 最小动作电流整定值, 其误差应符合技术条件的要求。该项试验应按变压器各侧 A、B、C 相分别施加电流, 保护均应可靠动作,

误差符合技术条件的要求。

2) 制动特性斜率

制动特性斜率测试时，按两侧之间进行试验。两侧电流输入，在制动区找出两个动作点来测试制动特性斜率，计算公式为：

$$S = (I_{op2} - I_{op1}) / (I_{res2} - I_{res1})$$

首先计算出各个动作点的动作电流和制动电流，其中 I_{op1} ， I_{res1} 为动作点 1 的动作电流和制动电流， I_{op2} ， I_{res2} 为动作点 2 的动作电流和制动电流。当两侧电流反相位输入时，动作电流为 $I_{op} = I_2 + I_1$ ，制动电流为 $I_{res} = (I_2 - I_1) / 2$ ， I_2 、 I_1 分别为其中一个动作点的高压侧、低压侧二次电流，相位相差 180° 。

3) TA 断线闭锁差动

施加三相电流值大于 0.2 倍额定电流且小于 1.2 倍额定电流，反向串接于高低压侧的电流输入端子，此时 TA 断线不动作。将其中一侧的电流断开但必须保证另一侧的电流没有改变，TA 断线保护应可靠动作，比率差动不会动作。

4) 差流速断动作电流

该项试验应按变压器各侧 A、B、C 相分别施加大于等于动作电流定值，保护均应可靠动作，误差符合技术条件的要求。

5) 动作时间

施加单侧单相电流为最小动作电流的 1.5 倍，测差动动作时间，其值应不大于 30ms。施加差流为速断动作电流的 1.5 倍，测速断动作时间，其值应不大于 20ms。

3.7.2 复合电压过流保护

1) 保护性能试验

复合电压过流保护是由复合电压保护来整定实现复压闭锁的，当其出口方式整定为 0 时，则复合电压动作，面板指示灯不点亮，此时复合电压仅作为复合电压过流的闭锁判据。主变复合电压过流保护只有在发电机出口断路器断开的情况下才投入，测试时要注意这点。

2) 动作电流值测试

施加单相小电流至高压侧电流输入端子，增加电流至装置面板指示灯亮（此时因不加电压，低压条件肯定满足，保护只需加电流即可动作），所加电流应为动作电流整定值，误差应符合技术条件要求。依次施加 B 相（或 C 相）电流，均应满足技术条件要求。

3) 负序电压启动值测试

将本侧复合电压的低压定值整定为最低(0V)，施加 1.2 倍整定值的单相电流(A、B、C 相均可)，施加单相电压至高压侧电压输入端子中的一端子，逐渐增加电压至装置面板指示灯亮，此时所加电压应满足： $U=3 U_{2op}$ ，式中：U 施加电压值， U_{2op} 负序电压整定值，误差应符合技术条件要求。亦可施加三相负序电压的方法来测试，此时测得的值就是负序电压的动作值，无须计算。

4) 低压动作值测试

将负序电压启动值整定为最大(20V)，施加 1.2 倍整定值的单相电流(A、B、C 相均可)，施加三相电压为 57.7V，逐渐降低三相电压至装置面板指示灯亮，此时所加相电压应满足： $U=U_{op}/\sqrt{3}$ ，式中：U 施加相电压值， U_{op} 动作低电压整定值，误差应符合技术条件要求。

5) TV 断线闭锁控制测试

将 TV 断线软压板，将 TV 断线闭锁控制整定为 0，施加高压侧电压使 TV 断线和复合电压条件都满足，再施加电流使复合电压过流保护条件满足，复压过流保护保护应动作；将 TV 断线闭锁控制整定为 1，按照上面的方法施加电压和电流，复压过流保护保护不应动作。

3.7.3 零序过流保护

1) 零序动作电流（中性点零序电流）测试

将保护延时整定到最小，施加中性点零序电流至中性点零序电流输入端子，当装置面板指示灯亮时，所加电流应为动作电流整定值，误差符合技术条件要求。

2) 延时测试

施加零序电流大于 1.2 倍整定值，测各段的不同延时，误差应符合技术条件要求。

3.7.4 间隙保护、零序过压保护

1) 零序动作电流测试

将延时时间整定为最小，施加间隙零序电流至间隙零序电流输入端子，逐渐增加电压至装置面板指示灯亮，所加电流应为动作电流整定值，误差符合技术条件要求。

2) 零序动作电压测试

将延时时间整定为最小，施加很小的间隙零序电压至零序电压输入端子，逐渐增加电压到装置面板指示灯亮，所加电压应为动作电压整定值，误差符合技术条件要求。

3) 延时测试

施加间隙零序电压或间隙零序电流为 1.2 倍整定值，测各个延时段的时间，误差应符合技术条件要求。

3.7.5 高压过负荷测试

- 1) 加 A 相(或 B、C 相)电流至主变高压侧电流输入端子, 增加电流值到高压侧通风信号发出, 记录此值为高压过负荷的动作值, 误差应满足要求。
- 2) 通以 1.1 倍的动作电流时测试延时时间应满足要求。

3.7.6 非电量保护性能测试

用短接线短接相应非电量保护开入接点, 则面板指示灯亮, 同时打印机打出正确的保护动作报告。在所有保护性能测试完毕后, 将定值恢复成定值通知单所列内容。

第六章 故障录波装置检验规程

1 主题内容与适用范围

本标准规定了 WFBL-1 型故障录波器的校验方法，检验项目与质量标准。

本标准适用于本厂 WFBL-1 型故障录波器的检验。

2 外观检查

检查结果：

外观整洁	外壳检查无松动	插件检查无松动

3 绝缘电阻的测量

测定保护屏内两回路之间及各回路对地绝缘：进行本项试验前，应先检查装置内所有互感器的屏蔽层的接地线全部可靠接地，测绝缘电阻时，应选用合适的电压等级的摇表，施加摇表电压时间不少于 5 分钟，待读数稳定时，读取绝缘电阻值，其阻值均大于 $10\text{M}\Omega$ 。

4 运行状态的检查

4.1 打开交直流电源开关，打开报警机箱电源开关，此时报警箱面板指示灯交流 220V、直流 220V、24V、15V、5V 指示灯亮。

4.2 进入系统诊断菜单，点开实时监测子命令对系统及各模拟量、开关量进行实时检测。检测数据应和实际相一致。

4.3 录波显示时间应显示为正确，该装置已接有与监控 B 码校时，分析工控机时间应和采集工控机各采集模块时间一致，否则应该进行检查。

5 模拟量通道的检测

5.1 模拟量通道包括电压、电流、高频模拟量，按照接线端子加入一定值的电压、电流值，进入相应的界面，读取相应的 AD 刻度值，并做好记录。

装置各电压回路同极性并接加入电压，其数值及误差要求如下：

输入值	3V	10V	30V	60V	90V	120V
显示值						
误差	$\leq 10\%$	$\leq 3\%$	$\leq 1\%$	$\leq 0.5\%$	$\leq 1\%$	$\leq 3\%$

装置各通道电流回路同极性串接加入电流，其数值及误差要求如下：

输入值	0.1A	0.2A	0.5A	1A	5A	10A
显示值						
误差	$\leq 10\%$	$\leq 2.5\%$	$\leq 1\%$	$\leq 0.5\%$	$\leq 1\%$	$\leq 2.5\%$

5.2 各通道启动值的检验：

5.2.1 检查各通道的启动值与最近的定值通知单要求一致。

5.2.2 欠量（过量）启动试验，在通道中连续加入一定的模拟量，降低（升高）模拟量值，

达到启动值时录波器应能启动，录取的波形与幅值应该正确。

5.2.3 突变量启动试验，触发（突然）加入与定值相一致的模拟量，录波器应能启动，录取的波形与幅值应该正确。

5.2.4 电流通道刻度与启动试验：

通道名称	IA	IB	IC	IN
输入值	0.2	0.2	0.2	0.2
显示值				
输入值	0.6	0.6	0.6	0.6
显示值				
输入值	1	1	1	1
显示值				
输入值	2	2	2	2
显示值				
输入值	4	4	4	4
显示值				
启动试验				
突变定值				
实测值				
负序定值				
实测值				

电压通道刻度与启动试验：

通道名称	UA	UB	UC	UN
输入值	57	57	57	57
显示值				
输入值	30	30	30	30
显示值				
输入值	10	10	10	10
显示值				
启动试验				
突变定值				
实测值				

6 开关量通道的检验

检查开关量在“启动”位置，用短接线短接须检查的开关量接线端子，录波器应能启动，录取的波形中，开关量变位应正确，在“开关量变位”菜单中亦应检查到开关量的正确变位。

7 装置的总体动作检验

模拟各种类型的故障，向电压、电流通道加入电压及电流，录波器应能启动，录取的

波形与幅值应该正确，故障类型和故障线路的选择也应正确。打开打印机电源，选择相应的故障录波文件，打印出故障分析报表与录波波形正确。

第七章 10kV 厂用电保护测控装置检验规程

1 主题内容与适用范围

本标准规定了 10KV 厂用电保护测控装置的检验方法，检验项目与质量标准。

本标准适用于本厂 10KV 各段厂用电保护测控装置的检验。

2 外观检查

检验内容	要求	检验结果	备注
外观	清洁、指示灯正常		
屏内二次接线	无松动、牢固		

3 绝缘电阻的测量

检验内容	要求	检验结果	备注
电流回路对地	$>10M\Omega$		
直流回路对地	$>10M\Omega$		
二次回路整体对地	$>1M\Omega$		

此项检验在新安装的保护装置验收时进行检验，以后每 5 年进行一次。

4 各柜保护检验

以 1026 开关柜 WGB-113N 为例，其余各柜可依例进行。

4.1 版本及校验码检查

在主菜单下的“版本”显示下，查看装置的 CRC 校验码，并作好记录

4.2 开关量输入检查

选择“开入”图标，进入开关量状态显示，将装置的开入电源分别接入各开入端子，应显示正确的状态。当断路器在合位或跳位时，HW 和 TW 的状态显示应正确。

4.3 零漂检查

装置通电后不加任何交流量，要求交流电压的零漂值在 $\pm 0.2V$ 以内、交流电流的零漂值在 $\pm 0.05A$ 以内

4.4 节点输出校验

节点输出包括信号节点输出，可配合定制值进行校验。每路节点输出只校验一次即可，其他试验可只观察信号指示及液晶显示。

事故总、跳合闸节点可配合保护试验进行校验。在每种保护试验中，应带断路器作跳合闸试验，并确认断路器动作正确。

4.5 模拟量及定值输入检查

在装置的交流电流、电压输入端加入额定值，在主菜单的“浏览”中，查看各模入量，显示误差分别是保护电流不超过 $\pm 2.5\%$ ，电压不超过 $\pm 0.5\%$ ，测量电流不超过 $\pm 0.2\%$ ，如果某一误差过大，选择“交流量精度调节”菜单下，对该路进行刻度校准。

以突然通入 1.05 倍的定值电流，检查各保护应可靠动作。0.95 倍定值应可靠不动作。

低电压保护应在 0.95 倍定值可靠动作，1.05 倍定值应可靠不动作。

4.6 相序检查

选择菜单“设置”下的“角度”，对各个通道的模拟量的相序进行检查，并可以对其进行校准。

5 各柜整组试验

以 1026 开关柜 WGB-113N 为例，其余各柜可依例进行。

5.1 将开关推至试验位置

5.2 检查开关位置指示应正确。

5.3 手动合开关, 检查开关位置指示应正确。

5.4 仅投速断保护压板。

5.5 在电流端子加大于速断定值的单相电流, 速断保护应动作断开本柜开关, 相应信号及报文应产生。

5.6 仅投过流保护压板。

5.7 在电流端子加大于过流定值的单相电流, 经延时后, 过流保护应动作断开本柜开关, 相应信号及报文应产生。测定并记录过流保护整组动作时限。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

继电保护安全稳定控制装置检修规程

某水电开发有限公司 发布

某水电开发有限公司企业标准

继电保护安全稳定控制装置检修规程

1 范围

1.1 本标准规定了某水电站 RCS-992A 型分布式稳控装置的检修项目及工艺步骤、检修周期、质检点、质量标准。

1.2 本标准适用于某水电站稳控装置的检修维护。

2 引用标准

下列文件中的条款通过本规程的引用而成为本规程的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本规程，凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本规程。

DL/T 961—2005 电网调度规范用语

国家电网公司高压开关设备管理规范

新疆电网调度规程 2006 年 5 月 1 日

DL/T 587—1996 微机继电保护装置运行管理规程

继电保护及安全备用电源自动投入装置运行管理规程

全国互联电网调度管理规程

继电保护及安全自动装置技术规程

DL/T995—2006 继电保护及电网安全自动装置检验规程

新疆北部电网 220kV 尼勒克一级电站稳控装置技术说明书

RCS-9000 系列通讯接口及辅助装置技术和使用说明书

3. 概述

某水电站稳控装置按双套系统设置，设稳控主机 A 柜、主机 B 柜以及通信接口柜。每套装置由 1 台 RCS-992A 主机、2 台 RCS-990A 从机和相应的通信复接装置 MUX-22（装于通信接口柜）组成。A、B 双套系统，可互为主备运行。A 系统主机柜与 B 系统主机柜相比，A 系统主机柜多装设一把用于选择何柜为主运的切换把手 1QK。除此以外，两个主机柜相同。

根据主运把手位置，被选定为主运系统的装置在动作条件满足即瞬时动作，同时通过接点信号闭锁备运系统。备运系统动作条件满足后，延时 40ms 动作。若备运系统动作条件满足后 40ms 内收到主运系统的动作信号，即闭锁装置跳闸出口、不再出口跳闸，否则

正常出口。备运系统运行时会检测主运系统的工作情况，若主运系统异常，则备运系统自动升级为主运系统，不再受把手状态控制，装置在动作条件满足即瞬时动作。

本站主要功能为：

- 1) 本站装置采集 220kV 伊尼线、220kV 林尼线，以及 4 台发电机组电气量。
- 2) 接收吉林台一级电站、宁远变切机命令，执行切机操作。

4 基本情况及配置

某水电站安稳装置具体配置为 GIS 室双套机柜及副控室稳控通信柜组成。主机实施策略表所赋予的任务，即依据本站从机上传和子站（其它厂、站）经通道传送过来的运行方式、线路跳闸信息量，按其控制量的不同经通道下传至子站或执行站实施切机。从机则采集站内有关间隔交流模拟量、开关量等信息，并通过光纤传输至主机提供运行方式和保护动作跳闸状态。

某水电站子站与其他站点之间的通信均采用点对点的光纤通信方式。某水电站与吉林台一级水电站、宁远变电站采用 2 条 2M 通信接口通讯。主机箱以 2M 光口输出，经站内光缆接到副控室的 MUX-22 光电转换接口装置，再与通信机房的光端机以 2M 电口连接。主机 A 套装置输出多个 64k 电口再与稳控通信柜 RCS-9882 设备连接，然后与通信机房的光端配线架以 2M 电口连接。

5 装置功能简介

5.1 RCS-992A 主机

- 5.1.1 检测发电厂出线、机组的运行工况，并把本站的设备状态送往有关站，根据本站设备的投停状态和电网内其它厂站传来的设备投停信息，自动识别电网当前的运行方式；
- 5.1.2 判断本站出线故障类型，如单相瞬时、单相永久、两相短路、三相短路、无故障跳闸、多回线同时跳闸等；
- 5.1.3 当系统故障时，根据判断出的故障类型（包括远方送来的故障信息）、事故前电网的运行方式及主要送电断面的潮流，查找存放在装置内的预先经离线稳定分析制定的控制策略表，确定应采取的控制措施及控制量，如切机、切负荷、解列等；
- 5.1.4 按照预定的具体要求（如出力大小），对运行中的发电机组进行排队，最合理的选择被切机组（按容量或台数）；
- 5.1.5 从通道接收主站或其它站发来的控制命令，经当地判别确认后执行远方控制命令；
- 5.1.6 进行事件记录与事故过程中的数据记录（录波）；
- 5.1.7 具有回路自检、异常报警、自动显示、打印等功能；

5.1.8 在调度中心实现对稳控装置的远方监视、进行远方修改定值及控制策略表的内容。

5.2 RCS-990 从机

5.2.1 采集输电线路、发电机三相电流、电压量。

5.2.2 判别线路、发电机是否运行、以及跳闸判断。

5.2.3 计算、判别、与主机通信、及跳闸出口控制等功能。

5.2.4 RCS-990 装置异常、交流电压、交流电流异常、出口动作等告警。

6. 策略控制

某水电站安全稳定控制装置策略表中，针对 220kV 系统电压的不同故障及异常情况实施切机或切负荷。

6.1 尼勒克一级电厂策略表过载策略定义

故障元件	故障类型	稳定控制措施	策略编号
尼林线	正向过载（尼-林）	电流 $\geq I_{gfhlbj}$, $t > T_{gfhlbj}$ 报警; 电流 $\geq I_{ghftz}$, 有功功率绝对值 $> P_{gfhzd}$, $t > T_{gfhztz}$ 过载动作, 按最小过切原则, 切除尼勒克、伊犁机组 DP; $DP = K_{nl\_1\_1} * (P_{nl} - P_{gfhzd})$ 注: 优先切除尼勒克机组 (不区分“伊可切”和“奎可切”压板信息, 所有机组均可切), 不足量发给宁远	1_1_1
	反向过载（林-尼）	电流 $\geq I_{gfhlbj}$, $t > T_{gfhlbj}$ 报警; 电流 $\geq I_{ghftz}$, 有功功率绝对值 $> P_{gfhzd}$, $t > T_{gfhztz}$ 过载动作, 按最小过切原则, 切除吉林台、吉林台二级机组 DP; $DP = K_{nl\_1\_2} * (-P_{nl} - P_{gfhzd})$	1_1_2
伊尼线	正向过载（伊-尼）	电流 $\geq I_{gfhlbj}$, $t > T_{gfhlbj}$ 报警; 电流 $\geq I_{ghftz}$, 有功功率绝对值 $> P_{gfhzd}$, $t > T_{gfhztz}$ 过载动作, 按最小过切原则, 切除伊犁机组 DP; $DP = K_{yn\_1\_1} * (P_{yn} - P_{gfhzd})$	2_1_1
	反向过载（尼-伊）	电流 $\geq I_{gfhlbj}$, $t > T_{gfhlbj}$ 报警; 电流 $\geq I_{ghftz}$, 有功功率绝对值 $> P_{gfhzd}$, $t > T_{gfhztz}$ 过载动作, 按最小过切原则, 切除尼勒克、吉林台、吉林台二级机组 DP; $DP = K_{yn\_1\_2} * (-P_{yn} - P_{gfhzd})$	2_1_2
- 尼勒克电厂所有机组分别设置“伊可切”、“奎可切”压板。“伊可切”压板投入表示该机组属于伊犁地区可切机组, “奎可切”压板投入表示该机组属于奎屯地区可切机组。 - 将“奎可切”压板投入的机组信息发给吉林台; 接收吉林台发过来的切机命令, 切除指定机组。 - 接收吉林台发来的吉林台、吉林台二级所有具“伊可切”压板信息的机组信息。 将本站、吉林台、吉林台二级所有具有“伊可切”压板信息的机组进行汇总, 将总量发给宁远, 作为本站执行宁远切机命令的总的可切量。 - 本站线路过载策略切机, 按最小过切原则在尼勒克、吉林台、吉林台二级机组进行选择切机。 接收宁远发来的切机命令和切机量, 按最优原则在尼勒克、吉林台、吉林台二级机组进行选择切机。 - 切机选择: - 策略 1_1_1 固定保留一台小机, 不足部分发往宁远切伊犁地区机组; - 策略 1_1_2 切机, 先各保留吉林台和吉林台二级一台小机, 最优分配; 不足部分在保留的机组中选择; 不投伊可切的运行机组作为保留机组, 但不允许切除; - 策略 2_1_2 切机和宁远切机, 先各保留尼勒克、吉林台和吉林台二级一台小机, 最优分配; 不足部分在保留的机组中选择不投伊可切的运行机组作为保留机组, 但不允许切除。			

6.2 跳闸报告、虚拟遥信与报警信息

表 1.1 跳闸报告一览表

序号	故障信息报文	说明
1.	高频一轮动作	策略动作，详见策略表
2.	高频二轮动作	
3.	吉林台切本厂机	
4.	收宁远欠切机令	
5.	收宁远过切机令	
6.	切除 1#机组	本站策略动作，选择切除相应机组。
7.	切除 2#机组	
8.	切除 3#机组	
9.	切除 4#机组	
10.	闭锁另柜出口	
11.	宁远欠切机功率量	收到宁远变发来的欠切机组量
12.	宁远过切机功率量	收到宁远变发来的过切机组量
13.	本站实切机台数	统计出来的本站实切机组台数和实切机功率
14.	本站实切机功率	
15.	1#机组起动前 P	起动前 1#机组功率值
16.	2#机组起动前 P	起动前 2#机组功率值
17.	3#机组起动前 P	起动前 3#机组功率值
18.	4#机组起动前 P	起动前 4#机组功率值

6.3 RCS-992A 主机输入量补充说明

主机机箱中#3 插件为 24V 弱电光耦（OPT）开入插件，接入如下开关量。

开入编号	开入名称	开入编号	开入名称
304	对时	318	另柜动作信号
306	打印	320	另柜闭锁信号
308	投检修态	322	总出口投入
310	信号复归	324	AB 信息交换允许
312	通道投入	326	备用
314	试验压板	328	备用
316	投主运状态	/	/

7 装置模拟量、开关量

7.1 稳控装置 A 套

- 7.1.1 1至4号机组的电流由机尾CT接入；电压量由发电机电压互感器VT2柜接入；以上模拟量接入稳控A柜的1#从机。
- 7.1.2 伊尼线、林尼线电流接至220KV GIS出线汇控柜；电压量并接于母线分段保护屏；以上模拟量接入稳控A柜的2#从机。
- 7.1.3 切机开出节点并接于发电机出口断路器的手跳回路，跳闸时间保持100ms。
- 7.1.4 接入线路光纤及高频保护动作单跳、三跳动作节点，HWJ节点。
- 7.1.5 由标准时钟同步柜接入GPS授时硬节点。
- 7.1.6 RCS-992的告警、闭锁、跳闸信号通过硬节点输出至监控系统公用LCU。
- 7.2 稳控装置B套
- 7.2.1) 1至4号机组的电流由机尾CT接入；电压量由发电机电压互感器VT2柜接入；以上模拟量接入稳控B柜的1#从机。
- 7.2.2) 伊尼线、林尼线电流接至220KV GIS出线汇控柜；电压量并接于母线分段保护屏；以上模拟量接入稳控B柜的2#从机。
- 7.2.3) 切机开出节点并接于发电机出口断路器的手跳回路，跳闸时间保持100ms。
- 7.2.4) 接入线路光纤及高频保护动作单跳、三跳动作节点，HWJ节点。
- 7.2.5) 由标准时钟同步柜接入GPS授时硬节点。
- 7.2.6) RCS-992的告警、闭锁、跳闸信号通过硬节点输出并接于A柜。
8. 装置操作说明及动作策略
- 8.1 装置按钮
- 8.1.1 A、B套装置柜主要包含一套主机RCS-992、两套从机RCS-990、EPSON LQ300+II打印机、光纤终端盒等。
- 8.1.2 A、B套装置屏前均有复归、打印按钮，A套装置屏前主/辅运切换开关。
- 打印按钮：当设定为手动打印时，则需按屏上的打印按钮打印，用于手动起动打印最新一次动作报告。当设定为自动打印时，保护一有动作报告即向打印机输出。
- 信号复归按钮：用于复归装置的磁保持信号继电器和液晶的报告显示。信号复归也可以进行远方复归。
- 主/辅运切换开关：用于人工设定两套保护何为主运，另一套则为辅运。
- 8.2 装置空气开关
- 8.2.1 A、B套装置屏后1K、2K、3K空开
- 8.2.1.1 1K为RCS-992装置直流电源开关，装置投入运行时投入。

8.2.1.2 2K 为 RCS-990 (2n) 3 台机组从机装置直流电源开关, 装置投入运行时投入。

8.2.1.3 3K 为 RCS-990 (3n) 220kv 线路从机装置直流电源开关, 装置投入运行时投入。

8.2.2 A、B 套装置屏后空开 ZKK 空开

- 1) 2ZKK1——#1 号机组电压空开
- 2) 2ZKK2——#2 号机组电压空开
- 3) 2ZKK3——#3 号机组电压空开
- 4) 2ZKK4——#4 号机组电压空开
- 5) 2ZKK5——备用
- 6) 2ZKK6——备用
- 7) 3ZKK1——备用
- 8) 3ZKK2——伊尼线电压空开
- 9) 3ZKK3——林尼线电压空开
- 10) 3ZKK4——备用
- 11) 3ZKK5——备用
- 12) 3ZKK6——备用

8.2.3 每块装置屏后空开提供装置正常运行所需的直流电压和线路(或发电机)交流电压。正常运行时均须投入, 当因检修、试验等原因需停用时断开相应空开即可。

8.7 RCS-992、990 装置指示灯

RCS-992、990 装置上有运行、报警、动作指示灯, 装置正常运行时, 运行灯亮。当装置运行中出现异常时, 报警灯亮, 当装置动作时, 动作灯亮。

8.8 装置正常运行巡视检查

8.8.1 主机 RCS-992 及从机 RCS-990 装置正常运行时, 运行灯亮

8.8.2 主机 RCS-992 及从机 RCS-990 装置正常运行时, 报警、动作指示灯灭

8.8.3 各压板与运行方式相符。

8.8.4 屏后相应运行线路的交、直流电源空开合上。

8.8.5 装置显示日期、实时时钟、通道及运行方式正确。

8.8.6 通道投入压板正常运行时必须投入。

8.8.7 主、备用切换开关 1QK 没有特殊情况切至 A 套位置。

8.9 装置操作规定

8.9.1 装置投入与退出、投切压板操作必须根据调度命令执行。

8.9.2 装置投入时，应先给上装置直流电源，再给上交流电源，正常后投入压板。

8.9.3 投入压板时，应将其拉出后向右旋转一定角度对准插孔时松手，适当用力按下压板，并检查压板确已到位。

8.9.4 切除压板时，应将压板拨出插孔，将其向左旋转一定角度后松手，使之插入退出插孔中。

8.9.5 当对应设备检修、试验时，必须将对应检修压板投入。检修压板在对应断路器断开后进行操作。

8.9.6 通道投入压板在本装置调试（不是做系统联调试验）时退出。正常运行时投入。

8.10 装置报告调取和修改时钟

8.10.1 打印报告

按方向“↑”键进入主菜单，选择“打印报告”后按确认；选择“动作报告”后按确认；用方向“↑”或“↓”键选择需打印的故障文件序号，按确认即可打印。退出时按取消键。

8.10.2 显示报告

按方向“↑”键进入主菜单，选择“显示报告”后按确认；选择“动作报告”后按确认；用方向“↑”或“↓”键选择需打印的故障文件序号，按确认即可打印。退出时按取消键。

8.10.3 修改时钟

按方向“↑”键进入主菜单，选择“修改时钟”后按确认；用方向“→”或“←”键移动光标至所需修改项（年、月、日、时、分、秒），按“+”或“-”增加或减小至所需数值后，按确认即可。退出时按取消键。

8.11 装置运行注意事项

8.11.1 装置在运行中不准带电拨插件，以防插件烧坏及元件损坏，引起信号误发和保护误动或拒动。

8.11.2 装置在运行中不准进行更改定值及参数。

8.11.3 投检修状态压板正常运行时必须退出。

8.11.4 当装置动作后，跳闸或动作灯亮，必须全面记录各种信号及装置报文后，征得调度同意或继保专业人到现场核实，方可用信号复归按钮进行复归。

8.11.6 当监控报装置告警时，除应检查主机 RCS-992、从机 RCS-990 装置外，还应检查副控室稳控通讯柜两个 MUX-22 装置有无告警信号，并通知保护人员。

8.11.7 在有电流开入安稳装置的回路上工作时，必须对引入安稳装置的电流回路进行短接。

8.12 装置异常处理

序号	异常类型	异常象征	异常分析	处理方法
1	通信异常	面板液晶显示信息提示通信接口报警，通信接口收、发信指示异常，告警指示灯点亮。	不闭锁装置出口。装置能从另一通道进行数据交换。通道恢复正常后，各信号及指示自动恢复。	汇报调度,派专业人员处理
2	PT 断线	装置面板液晶显示屏上信息提示某一线路 PT 断线	不闭锁装置出口。装置检测 $3U_0 \geq 10\%U_e$ 或有流无压 ($U \leq 20\%$) 发出	汇报调度，检查交流回路无明显故障，可合上交流空开试送一次，试送不成功，派专业人员处理
3	CT 断线	装置面板液晶显示屏上信息提示某一线路 CT 断线	不闭锁装置出口。装置检测 $3I_0 \geq 10\%I_e$ 发信。	汇报调度，查找开路点，尽快将装置电流回路开路点短接后处理
4	HWJ 异常	装置报出某一线路 HWJ 异常	不闭锁装置出口。装置检测到线路有电流，功率大于投运值，但 HWJ 断开	应检查现场断路器合位，HWJ 引来接点是否带电经检查处理仍不能排除故障，则汇报调度
5	光耦异常	装置报出某机光耦异常信号	24v 或 220v 光耦正电源消失 闭锁装置出口。	汇报调度，并通知维护人员处理。
6	直流电源异常	监控机报出装置	闭锁装置出口。装置退出运行，将使系统失去备用	汇报调度，并检查装置直流回路无异常后，直接合上装置电源空开试送一次。试送不成功，派专业人员处理
7	硬件异常	存储器出错	RAM 芯片异常，装置闭锁出口	汇报调度，派维护人员处理。
		程序出错	FLASH 内容破坏，装置闭锁出口	
		CPU 定值出错	定值区内容破坏，装置闭锁出口	
		DSP 定值出错	DSP 定值自检出错，装置闭锁出口	
		DSP1 出错	DSP1 开入回路损坏，装置闭锁出口	
		采样异常	模拟输入通道损坏，装置闭锁出口	

		出口异常	出口三极管损坏，装置闭锁出口	
8	长期起动告警	装置报长期起动告警	起动超过 10 秒，不闭锁保护	检查二次回路接线，并汇报调度
9	接口*告警	发信	*为对应通道号	检查相应接口通道（光纤通道或 PCM 复接通道）
10	装置死机	液晶屏显示不变化，按任何键不起作用		汇报调度，申请退出装置压板后重新起机，装置正常后再向调度申请投入保护。

9. 安全控制装置的试验

9.1 对运行中或准备投入运行的继电保护及备用电源自动投入装置，应按电力工业部颁布的《继电保护及系统安全自动装置检验条例》和有关微机继电保护装置检验规程进行定期试验和其它各种试验工作。

9.2 安全控制装置的试验和验收规定

9.2.1 安全控制装置现场检验应做以下几项内容：

9.2.2 装置投运一年或第一次全检完后每 6 年做一次全检。全检内容如下：

9.2.2.1 外观检查。

9.2.2.2 交流回路的绝缘检查（仅对停电元件）。

9.2.2.3 上电检查（时钟、保护程序的版本号、校验码等、程序正确性及控制策略表逻辑、功能的检查）。

9.2.2.4 电源模块工作正确性及可靠性检查。

9.2.2.5 检查设计及制造部门提出的抗干扰措施的实施情况。

9.2.2.6 数据采集回路正确性、准确性的测量。

9.2.2.7 各开出、开入回路工作性能的检验。

9.2.2.8 检验各信号回路正常。

9.2.2.9 外部通信通道及回路检查，命令传输正确性和可靠性检查。

9.2.2.10 装置整组试验（允许用导通方法分别证实到每个断路器接线的正确性）。

9.2.2.11 远传信息及远方控制功能联合试验。

9.2.2.12 核对定值、检查控制策略。

9.2.3 安全控制装置第一次全检完后每 3 年做一次部检。部检内容如下：

9.2.3.1 外观检查。

9.2.3.2 交流回路的绝缘检查（仅对停电元件）。

9.2.3.4 上电检查（时钟、保护程序的版本号、校验码等、程序正确性及控制策略表逻辑、功能的检查）。

9.2.3.5 电源模块工作正确性及可靠性检查。

9.2.3.6 数据采集回路正确性、准确性的测量。

9.2.3.7 外部通信通道及回路检查，命令传输正确性和可靠性检查。

9.2.3.8 装置整组试验（允许用导通方法分别证实到每个断路器接线的正确性）

9.2.3.9 核对定值、检查控制策略。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

失步解列装置维护规程

某水电开发有限公司 发布

某水电开发有限公司企业标准

失步解列装置维护规程

1 范围

1.1 本规程规定了某水电站 RCS-933B 型失步解列装置的运行方式、监视和检查、维护保养、故障和事故处理、试验及验收等有关事项。

1.2 本规程适用于某水电站 RCS-933B 型失步解列装置的维护管理

2 引用标准

DL/T 961—2005 电网调度规范用语

国家电网公司高压开关设备管理规范

新疆电网调度规程 2006 年 5 月 1 日

DL/T 587—1996 微机继电保护装置运行管理规程

继电保护及安全备用电源自动投入装置运行管理规程

全国互联电网调度管理规程

继电保护及安全自动装置技术规程

DL/T995—2006 继电保护及电网安全自动装置检验规程

RCS-993B 失步解列装置技术及使用说明书

某水电站失步解列装置运行规程

3. 设备性能、主要技术参数

RCS-993B 型失步解列装置作为电力系统失步时的跳闸启动装置，当电力系统失步时，做出相应的处理：解列、切机、切负荷或启动其它系统再同期的控制措施。

3.1 设备性能

RCS-993B 型装置利用 $u \cos \varphi$ 原理进行判别，以装置安装处测量电压最小值确定动作区域，其主要性能如下：

3.1.1 失步继电器利用 $u \cos \varphi$ 的变化轨迹来判别电力系统失步，利用装置安装处采集到的电压电流，通过计算 $u \cos \varphi$ 来反映振荡中心的电压，根据振荡中心电压的变压规律的区分失步振荡和同步振荡及短路故障。

3.1.2 将 $u \cos \varphi$ 的变化范围分为 7 个区，振荡发生时 $u \cos \varphi$ 逐级穿过。

3.1.3 失步继电器快跳段需要逐级穿过 7 个区域，慢跳段需要穿过其中 4 个区域。

3.1.4 失步继电器快跳段可以测量 180 毫秒以上的失步周期，慢跳段可以测量 120 毫秒以上的周期，并且可以整定在失步后 N 个周期后出口跳闸，N 的取值范围为（1-15）。

3.1.5 可使用振荡过程中最低电压值来确定装置保护的範圍，保证了相邻安装点之间失步解列装置的选择配合。

3.2 技术参数

3.2.1 机械及环境参数

机箱结构尺寸：482mm×177mm×291mm；嵌入式安装

正常工作温度：0～40℃

极限工作温度：-10～50℃

贮存及运输：-30～70℃

3.2.2 额定电气参数

交流额定电压：100 / $\sqrt{3}$ V，100V

交流额定电流：1A 或 5A

额定频率：50Hz

3.2.3 过载能力

电流回路：

2 倍额定电流，连续工作

10 倍额定电流，允许 10S

40 倍额定电流，允许 1S

电压回路：

1.5 倍额定电压，连续工作

功耗：交流电流：<1VA/相（ $I_n=5A$ ）

<0.5VA/相（ $I_n=1A$ ）

交流电压：<0.5VA/相

直流：正常时<35W

跳闸时<50W

3.3 装置判断及动作时间

装置固定的最大灵敏度为 82 度。失步振荡判出时间一般需要功角超过 180 度；装置解列出口延时以振荡周期次数 N 进行整定，最短 N=1。解列出口接点的闭合时间为 100ms。

3.4 电气量测量精度

交流电压有效值测量相对误差 $\leq \pm 1\%$ (0.2~1.2UN)

交流电流有效值测量相对误差 $\leq \pm 1\%$ (0.1~1.5IN)

角度测量误差 $\leq \pm 1^\circ$

4. 装置的测量、工作原理

4.1 电气量的测量方法

失步解列装置对输入的交流电压、电流进行采样，采样周期为 0.833ms，即一个工频周期采样 24 点。电压、电流采用全波傅氏算法。

4.2 装置的起动判别

$u \cos \varphi$ 启动继电器

启动条件： $u \cos \varphi < U_T$ (其中： U_T 为启动门槛值)

4.3 装置工作原理

电力系统失步时，一般可以将所有机组分为两个机群，用两机等值系统分析其特性。如图 3.3 所示两机等值系统接线图：



图 3.3 两机等值系统

在分析中采用下列假设条件：

(1) 两等值机电势分别为 E_M 和 E_N ，且假定两等值电势幅值相等。

(2) 系统等值阻抗角为 90 度。

取 E_N 为参考向量，使其相位角为 0 度，幅值为 1；M 侧系统等值电势 E_M 的初始相角为 α (即系统正常运行的功角 δ 为 α)，则可得：

$$E_N = \cos(\omega * t)$$

$$E_M = \cos((\omega + \Delta\omega) * t + \alpha)$$

图 3.4 为上图所示等值系统的向量图

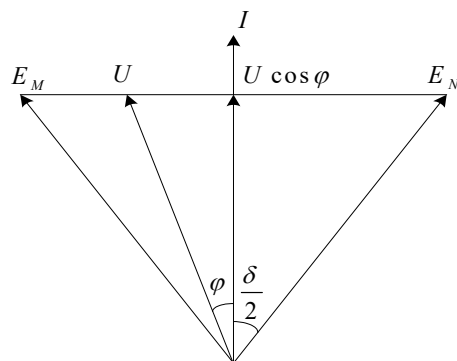


图 3.4 两机等值系统向量图

两系统功角为

$$\delta = \Delta\omega * t + \alpha$$

由上图可知，振荡中心电压 U 为：

$$U = u \cos \varphi = \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = \cos\left(\frac{\Delta\omega * t + \alpha}{2}\right)$$

当系统同步运行时， $\Delta\omega = 0$ ，振荡中心电压不变，即：

$$U = \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

当系统失步运行时，振荡中心电压呈周期性变化，振荡周期为 180，即：

若 $\Delta\omega$ 大于 0，即加速失步， δ 的变化趋势为 $0^\circ - 360^\circ (0^\circ) - 360^\circ$ ，振荡中心电压 U 的变化曲线如图 3.5(a)所示；

若 $\Delta\omega$ 小于 0，即减速失步， δ 的变化趋势为 $360^\circ - 0^\circ (360^\circ) - 0^\circ$ ，振荡中心电压 U 的变化曲线如图 3.5(b)所示：

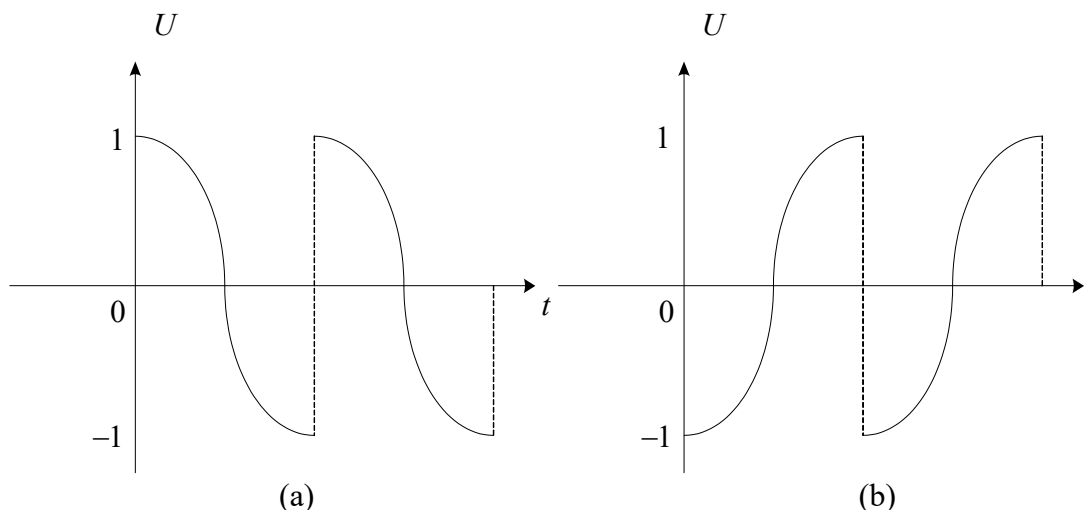


图 3.5 振荡中心电压变化曲线

由前面的分析可以看出，振荡中心电压与功角 δ 之间存在确定的函数，因此可以利用振荡中心电压 $u \cos \varphi$ 的变化反应功角的变化。作为状态量的功角是连续变化的，因此在失步振荡时振荡中心的电压也是连续变化的，且过零；在短路故障及故障切除时振荡中心电压是不连续变化且有突变的；在同步振荡时，振荡中心电压是连续变化的，但不过零。因此可以通过振荡中心的电压变化来区分失步振荡、短路故障和同步振荡。

在振荡中心电压 $u \cos \varphi$ 的变化平面上，可将 $u \cos \varphi$ 的变化范围分为 7 个区，如图 3.6 所示：

根据前面的分析可得出振荡中心电压 $U = u \cos \varphi$ 在失步振荡时的变化规律：

- (1) 加速失步时， U 的变化规律为 0—1—2—3—4—5—6—0；
- (2) 减速失步时， U 的变化规律为 0—6—5—4—3—2—1—0。

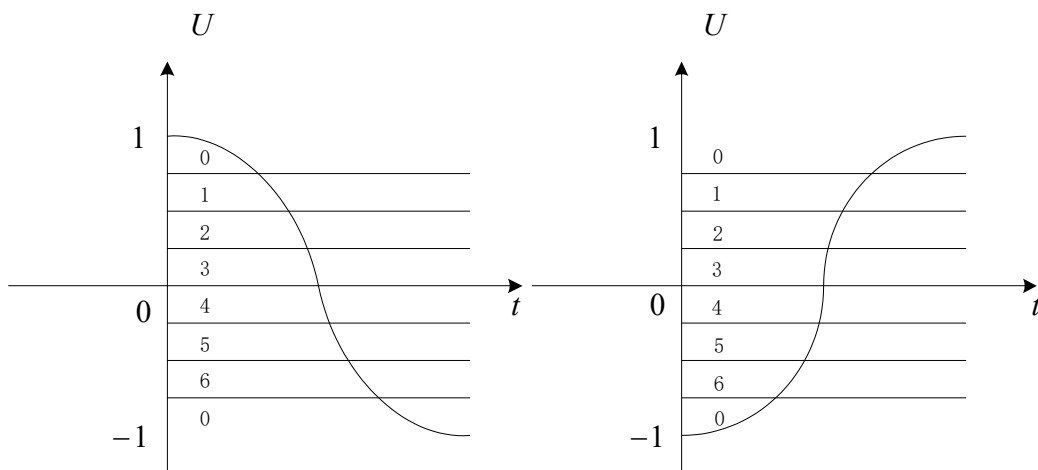
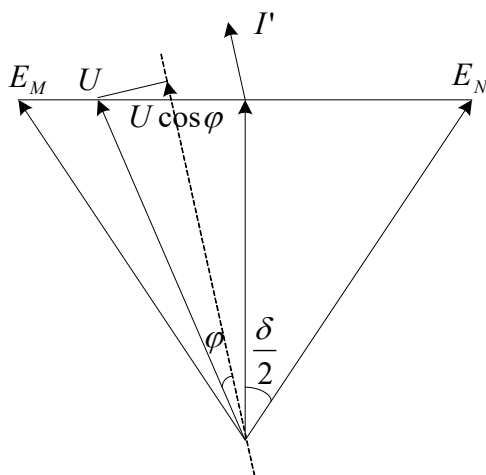


图 3.6 U 的变化规律

当振荡中心电压按照上述规律变化时，装置判为失步，经整定延时周期后发出跳闸信号，将系统解列。

上述分析作了系统阻抗角为 90 度的假定，但实际系统中系统阻抗角不是 90 度，因而需要进行角度补偿。如图 3.4 所示，系统阻抗角为 90 度时， $u \cos \varphi$ 就是振荡中心电压。但实际系统阻抗角小于 90 度， $u \cos \varphi$ 大于振荡中心电压，如图 3.7 所示。在装置中假定系统阻抗角为 82 度，并进行了角度补偿，将电流相位滞后 8 度，这样用 $u \cos \varphi$ 代表振荡中心电压更为准确、合理。



4.4 TA 断线判别

装置对输入三相电流的回路进行 TA 断线判别，本判据带比率制动功能，可以灵敏判别 TA 断线。TA 断线动作判据为：

$$3I_0 \geq 0.03I_n \quad 3I_0 \geq 0.125I_{\max}$$

式中： $3I_0$ 为零序电流， I_n 为 TA 一次额定电流， $I_{\max}$ 三相电流的最大相电流。当同时满足上述两式延时 5 秒后发 TA 断线报警信号；异常消失后，延时 5 秒自动返回。

4.5 TV 断线判别

4.5.1 三相电压向量和 $(3U_0)$ 大于 0.1 倍额定电压，保护不起动，延时 5 秒发 TV 断线异常信号；

4.5.2 三相电压向量和(3U0)小于0.1倍额定电压,但最大相电压小于0.2倍额定电压,同时电流大于0.06IN,延时5秒发TV断线异常信号。

4.5.3 当装置判出TV断线时,闭锁装置起动。异常消失后,延时5秒自动返回。

4.6 电压、电流回路零点漂移调整

随着温度变化和环境条件的改变,电压、电流的零点可能会发生漂移,装置将自动跟踪零点的漂移。

5. 各插件原理说明

组成装置的插件有:电源插件(DC)、交流插件(AC)、低通滤波器(LPF),CPU插件、通信插件(COM)、光耦插件(OPT)、信号输出插件(SIG)、跳闸出口插件(OUT)、显示面板(LCD)。具体硬件模块图见图5.1。

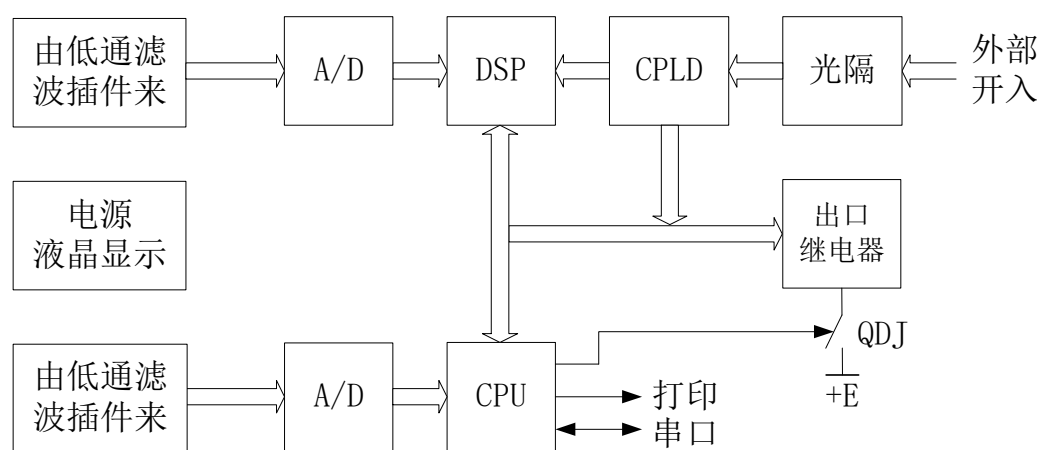
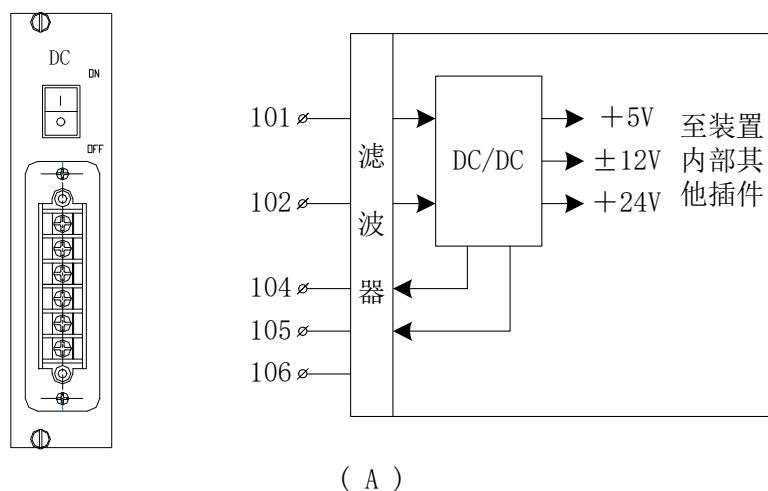


图 5.1 硬件模块图

5.1 电源插件(DC)

从装置的背面看,第一个插件为电源插件,如图5.2(A)所示:



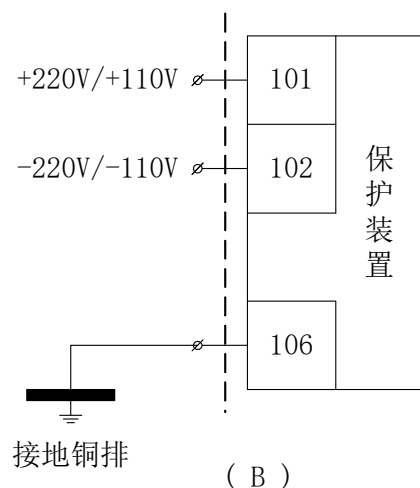


图 5.2 电源插件原理及输入接线图

装置的电源由 GIS 室直流屏接入，从 101 端子（直流电源 110V+端）、102 端子（直流电源 110V-端）经抗干扰盒、背板电源开关至内部 DC/DC 转换器，输出+5V、±12V、+24V（继电器电源）给保护装置其它插件供电。

5.2 交流输入变换插件（AC）

交流输入变换插件（AC）。

I_{A1} 、 I_{B1} 、 I_{C1} ，分别为伊尼线三相 1A 电流输入。

U_{A1} 、 U_{B1} 、 U_{C1} 为伊尼线三相电压输入，二次额定电压为 $100/\sqrt{3}$ V。

I_{A2} 、 I_{B2} 、 I_{C2} ，分别为林尼线三相 1A 电流输入。

U_{A2} 、 U_{B2} 、 U_{C2} 为林尼线三相电压输入，二次额定电压为 $100/\sqrt{3}$ V。

5.3 低通滤波插件（LPF）

本插件无外部连线，其主要作用是：（1）滤除高频信号，（2）电平调整，（3）利用南瑞继保公司的专用测试仪（HELP-90A）进行装置测试。



图 5.3 低通滤波原理图

由上图可见，CPU 与 DSP 采样从有源元件开始就完全独立，因此保证了任一器件损坏不致于引起保护误动。试验输入由装置面板的 DB15 插座引入。

5.4 CPU 插件（CPU）

5.4.1 该插件是装置核心部分，由单片机（CPU）和数字信号处理器（DSP）组成， CPU 完成装置的总起动元件和人机界面及后台通信功能，DSP 完成所有的保护算法和逻辑功能。装置采样率为每周波 24 点，在每个采样点对所有保护算法和逻辑进行并行实时计算，使得装置具有很高的固有可靠性及安全性。

5.4.2 起动 CPU 内设总起动元件，起动后开放出口继电器的正电源，同时完成事件记录及打印、保护部分的后台通信及与面板通信；另外还具有完整的故障录波功能，录波格式与 COMTRADE 格式兼容，录波数据可单独串口输出或打印输出。

5.5 通信插件（COM）

5.5.1 通信插件通过以太网接入北部区域稳控系统，从而实现与中调通讯；

5.5.2 通信插件设置一个用于对时的 RS485 接口，该接口只接收 GPS 发送的秒脉冲信号，不向外发送任何信号，目前未使用。

5.5.3 通信插件设置一个用于打印的 RS485 或 RS232 接口，通过整定控制字选择接口方式，如选用 RS232 方式，控制字“网络打印方式”设为“0”，同时将该插件上相应的端子短接于 232 位置，如选用 RS485 方式，控制字“网络打印方式”设为“1”，同时将该插件上相应的端子短接于 485 位置。与打印机通信的波特率应于打印机整定为一一致。

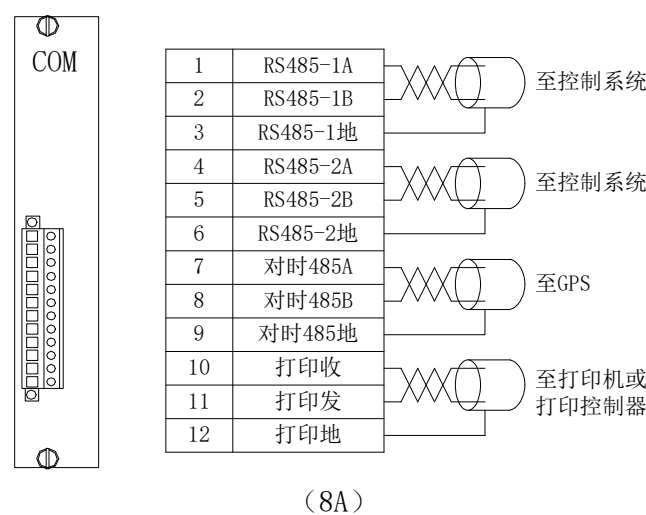


图 5.4 通信插件背板端子及外部接线图

5.6 24V 光耦插件（OPT）

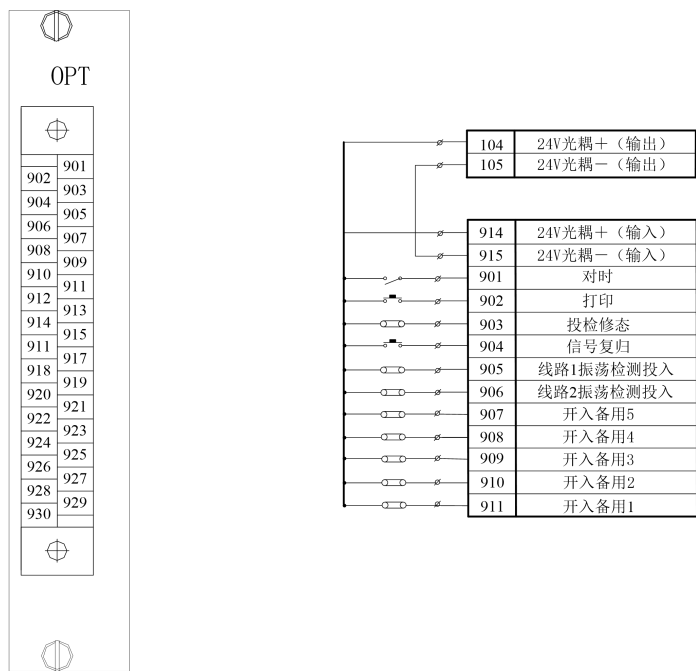


图 5.5 光耦插件背板端子及外部接线图

电源插件输出的光耦 24V 电源，其正端（104 端子）应接至屏上开入公共端，其负端（105 端子）应与本板的 24V 光耦负（915 端子）直接相连；另外 24V 光耦正应与本板的 24V 光耦正（914 端子）相连，以便让装置监视光耦开入电源是否正常。

901 端子是对时输入，用于接收 GPS 或其它对时装置发来的秒脉冲接点或光耦信号，输入的信号必须是无源的，如下图所示，开入导通时的电流约 3~5mA；其与通信插件的 RS-485 总线对时方式是两种不同的对时方式，这两种对时方式实际使用时只能选用一种。现采用的是由副控室 GPS 标准时钟同步柜对 OPT 进行对时。

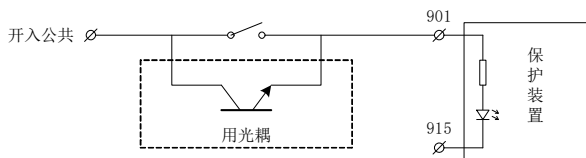


图 5.6 对时输入接点示意图

902 端子是打印输入，用于手动起动打印最新一次动作报告，屏上装设打印按钮。装置通过整定控制字选择自动打印或手动打印，当设定为自动打印时，保护一有动作报告即向打印机输出，当设定为手动打印时，则需按屏上的打印按钮打印。

903 端子是投检修态输入，此设置是为了防止在保护装置进行试验时，有关报告经 IEC60870-5-103 规约接口向监控系统发送相关信息，而干扰调度系统的正常运行，在屏上设置有“投检修态”压板，在装置检修时，将该压板投上，在此期间进行试验的动作报告

不会通过通信口上送，但本地的显示、打印不受影响；运行时应将该压板退出。

904 端子是信号复归输入，用于复归装置的磁保持信号继电器和液晶的报告显示，在屏上装设信号复归按钮。信号复归也可以通过通信进行远方复归。

905 端子是伊尼线振荡检测功能投入。

906 端子是林尼线振荡检测功能投入。

907—911 端子为开入备用输入。

5.7 信号输出插件（SIG）

本插件提供输出信号空接点，如下图所示：

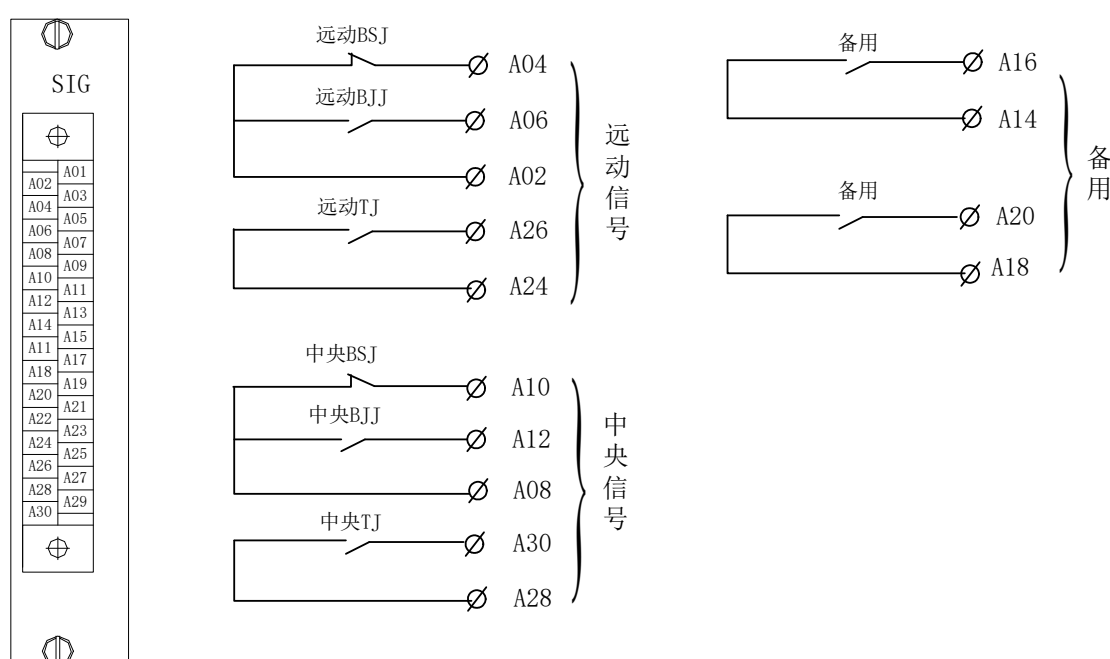


图 5.7 信号输出插件背板及接点图

BSJ 为装置故障告警继电器，其输出接点远动 BSJ 和中央 BSJ 均为常闭接点，装置退出运行如装置失电、内部故障时均闭合。

BJJ 为装置异常告警继电器，其输出接点远动 BJJ 和中央 BJJ 为常开接点，装置异常如 TV 断线、TA 断线、光耦失电等，仍有保护在运行时，发告警信号，BJJ 继电器动作，接点闭合。

中央 TJ 为跳闸信号磁保持继电器，保护跳闸时中央 TJ 继电器动作并保持，需按信号复归按钮或由通信口发远方信号复归命令才返回。

5.8 继电器出口插件（OUT）

本插件提供输出空接点，如下图所示：

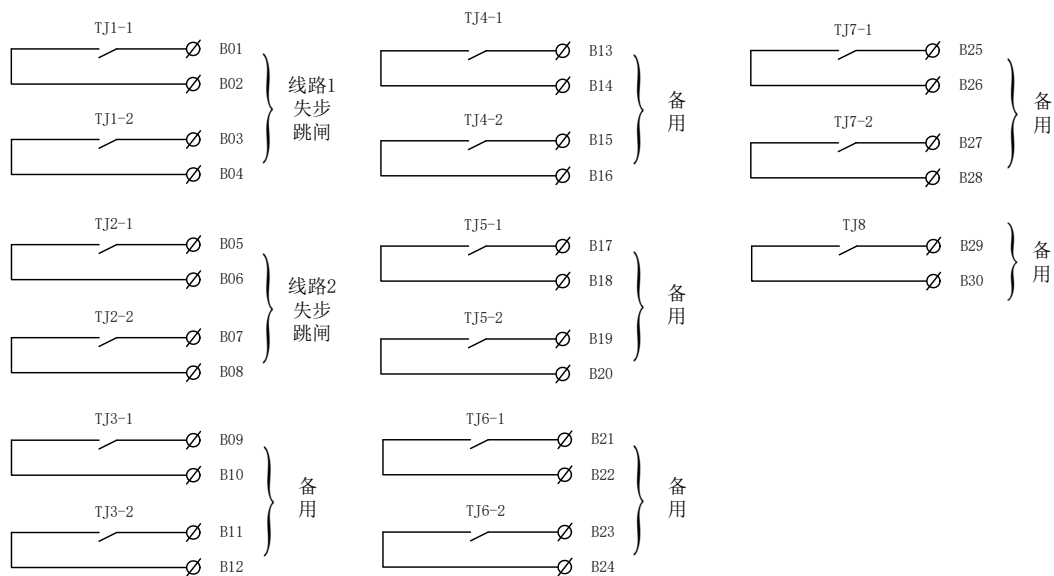


图 5.8 出口接点

5.9 显示面板（LCD）

显示面板单设一个单片机，负责汉字液晶显示、键盘处理，通过串口与 CPU 交换数据。

显示面板还提供一个与 PC 机通信的接口。

6. 装置操作规定

6.1 装置投入与退出、投切压板操作必须根据调度命令执行。

6.2 装置投入时，应先给上装置直流电源，再给上交流电源，正常后投入压板。

6.3 投入压板时，应将其拉出后向右旋转一定角度对准插孔时松手，适当用力按下压板，并检查压板确已到位。

6.4 切除压板时，应将压板拨出插孔，将其向左旋转一定角度后松手，使之插入退出插孔中。

6.5 当对应设备检修、试验时，必须将对应相关压板退出。

6.6 失步解列装置检修时须将投检修状态压板 5LP1 投入，其它各压板退出。

7. 装置报告调取和修改时钟

7.1 打印报告

按方向“↑”键进入主菜单，选择“打印报告”后按确认；选择“动作报告”后按确认；用方向“↑”或“↓”键选择需打印的故障文件序号，按确认即可打印。退出时按取消键。

7.2 显示报告

按方向“↑”键进入主菜单，选择“显示报告”后按确认；选择“动作报告”后按确

认；用方向“↑”或“↓”键选择需打印的故障文件序号，按确认即可打印。退出时按取消键。

7.3 修改时钟

按方向“↑”键进入主菜单，选择“修改时钟”后按确认；用方向“→”或“←”键移动光标至所需修改项（年、月、日、时、分、秒），按“+”或“-”增加或减小至所需数值后，按确认即可。退出时按取消键。

8. 定值内容及整定说明

装置定值包括装置参数和保护定值。

8.1 装置参数及整定说明

序号	定值名称	定值范围	整定值
1	定值区号	0~29	
2	装置地址	0~254	
3	串口1波特率	4800, 9600 19200, 38400	
4	串口2波特率	4800, 9600 19200, 38400	
5	打印波特率	4800, 9600 19200, 38400	
6	调试波特率	4800, 9600	
7	电压一次额定值		
8	电压二次额定值		
9	温巩线电流一次值		
10	温巩线电流二次值		
11	温青线电流一次值		
12	温青线电流二次值		
13	厂站名称		
14	网络打印方式	0,1	
15	自动打印	0,1	
16	规约类型	0,1	
17	分脉冲对时	0,1	
18	远方修改定值	0,1	
19	103 规约有 INF	1	

8.1.1 定值区号：保护定值有 30 套可供切换，装置参数不分区，只有一套定值。

8.1.2 装置地址：指后台通信管理机与本装置通信的地址。

8.1.3 RS485 串口波特率、打印波特率、调试波特率：只可在所列波特率数值中选其一数值整定。

8.1.4 电压一次额定值、电压二次额定值、线路 1 电流一次值、线路 1 电流二次值、线路 2 电流一次值、线路 2 电流二次值为实际系统设备参数。

- 8.1.5 厂站名称：可整定汉字区位码（12 位），或 ASCII 码（后 6 位），装置将自动识别，此定值仅用于报文打印。
- 8.1.6 自动打印：保护动作后需要自动打印动作报告时置为“1”，否则置为“0”。
- 8.1.7 网络打印：需要使用共享打印机时置为“1”，否则置为“0”。使用共享打印机指的是多套保护装置共用一台打印机打印输出，这时打印口应设置为 RS-485 方式（参见 4.5.5 通信插件说明），经专用的打印控制器接入打印机；而使用本地打印机时，应设置为 RS-232 方式，直接接至打印机的串口。
- 8.1.8 规约类型：当采用 IEC60870-5-103 规约置为“0”，采用 LFP 规约置为“1”。
- 8.1.9 分脉冲对时：当采用分脉冲对时置为“1”，秒脉冲对时置为“0”。
- 8.1.10 远方修改定值：允许远方修改定值时置为“1”，否则置为“0”。
- 8.1.11 103 规约有 INF：103 规约有信息号，该定值必须整定为“1”。

9. 装置异常处理

序号	异常类型	异常象征	异常分析	处理方法
1	通信异常	面板液晶显示信息提示通信接口报警，通信接口收、发信指示异常，告警指示灯点亮。	不闭锁装置出口。装置能从另一通道进行数据交换。通道恢复正常后，各信号及指示自动恢复。	检查相应通信通道
2	PT 断线	装置面板液晶显示屏上信息提示某一线路 PT 断线	不闭锁装置出口。装置检测 $3U_0 \geq 10\%U_e$ 或有流无压 ($U \leq 20\%$) 发出	检查交流回路无明显故障，可合上交流空开试送一次，试送不成功，检查 PT 二次回路
3	CT 断线	装置面板液晶显示屏上信息提示某一线路 CT 断线	不闭锁装置出口。装置检测 $3I_0 \geq 10\%I_e$ 发信。	检查交流回路无明显故障，可合上交流空开试送一次，试送不成功，检查 CT 二次回路
4	光耦异常	装置报出某机光耦异常信号	24v 或 220v 光耦正电源消失 闭锁装置出口。	检查开入板 OPT1 或 OPT2 的隔离电源是否接好，必要时更换光耦
5	直流电源异常	监控机报出装置	闭锁装置出口。装置退出运行，将使系统失去备用	检查装置直流回路无异常后，直接合上装置电源空开试送一次。试送不成功
6	硬件异常	存储器出错	RAM 芯片异常，装置闭锁出口	通知厂家处理
		程序出错	FLASH 内容破坏，装置闭锁出口	
		CPU 定值出错	定值区内容破坏，装置闭锁出口	
		DSP 定值出错	DSP 定值自检出错，装置闭锁出口	

		DSP1 出错	DSP1 开入回路损坏, 装置闭锁出口	
		采样异常	模拟输入通道损坏, 装置闭锁出口	
		出口异常	出口三极管损坏, 装置闭锁出口	
8	长期启动告警	装置报长期启动告警	启动超过 10 秒, 不闭锁保护	检查 CT 二次回路接线
9	接口*告警	发信	*为对应通道号	检查相应接口通道 (光纤通道或 PCM 复接通道)
10	装置死机	液晶屏显示不变化, 按任何键不起作用		重新起机, 不成功通知厂家处理

10. 装置试验

10.1 试验仪器

- 性能较好的微机继电保护测试仪。
- 微机保护测试仪 PW436AE

10.2 试验注意事项

- 试验前应检查屏柜及装置在运输过程中是否有明显的损伤或螺丝松动。
- 一般不要插拔装置插件, 不触摸插件电路, 需插拔时, 必须关闭电源, 释放手上静电或佩戴静电防护带。
- 使用的试验仪器必须与屏柜可靠接地。
- 以下除传动试验, 均应断开保护屏上的出口压板。

10.3 保护装置的准备

- 试验前请详细阅读《RCS—993B 失步解列装置技术及使用说明书》。
- 直流电源上电检查
 - (1) 核对装置或屏柜直流电压极性、等级, 检查装置或屏柜的接地端子应可靠接地
 - (2) 加上直流电压, 合装置电源开关
 - (3) 延时几秒钟, 装置“运行”绿灯亮, “报警”黄灯灭, “跳闸”红灯保持出厂前状态 (如亮可复归)。液晶显示屏幕显示线路 1U、2U、定值区号。
- 按使用说明书所述方法进入保护菜单, 熟悉装置的采样值显示、报告显示、报告打印、整定值输入、时钟整定等方法。

10.4 开入量检查

按屏上复归按钮, 能复位“跳闸”灯, 或切换液晶显示内容 (时间需超过 1s), 按屏上打印按钮, 液晶显示“正在打印...”, 如无打印机显示延时自动返回。

对于单独装置, 应先连接光耦电源线: 104-914, 105-915。依次投入和退出屏上相应压板以及相应开入接点, 查看液晶显示“保护状态”子菜单中“开入量状态”是否正确。

RCS—993B 失步解列装置部分压板

序号	开入量名称	装置端子号	屏柜端子号	保护板状态
1	失步 1 投入	914-905		
2	失步 2 投入	914-906		
3	二取二方式投入	914-907		

10.5 交流回路校验

对照图纸，从屏上相应的电流、电压端子上依次加入电流、电压。按使用说明书方法进入装置菜单中的“保护状态”项，查看液晶显示的表中所列的项目，其值与输入值的误差应符合技术参数要求。

电压回路采样试验

序号	项目	输入值	装置显示值					
			A 相	B 相	C 相	相位 A-B	相位 B-C	相位 C-A
1	伊尼线电压							
2	林尼线电压							

电流回路采样试验

序号	项目	输入值	装置显示值					
			A 相	B 相	C 相	相位 A-B	相位 B-C	相位 C-A
1	伊尼线电流							
2	林尼线电流							

例如：在线路 I 加入额定电压 57.7 伏，电流加入 1 安，在保护状态中看一母电压和电流的采样值是否在误差允许的范围，然后再依次加入不同等级的电压和电流，看是否在误差的允许范围内。

10.6 开出接点检查

本项检查宜与功能试验一同进行。

10.6.1 报警、信号接点检查

当装置自检发现硬件错误时或失电，闭锁装置出口，并灭掉“运行”和发出装置闭锁信号 BSJ，检验方法：关闭装置电源；

当装置检测到装置长期起动、装置内部通信出错、TA 断线、TV 断线等异常等情况时点亮“报警”灯，并启动信号继电器 BJJ。检验方法参见保护功能试验。

报警信号接点

序号	信号名称	中央信号接点	远方信号接点
1	装置闭锁	A08-A10	A02-A04
2	装置报警信号	A08-A12	A02-A06
3	装置动作信号	A28-A30	A24-A26

10.6.2 跳闸输出接点检查

检验方法参见保护功能试验。

跳闸输出节点

序号	跳闸输出量名称	装置端子号	屏柜端子号	备注
1	伊尼线失步跳闸	B01-B02、B03-B04		
2	林尼线失步跳闸	B05-B06、B07-B08		
3	线路1跳闸出口备用1	C01-C02、C03-C04		
4	线路2跳闸出口备用1	C05-C06、C07-C08		
5	线路1跳闸出口备用2	E01-E02、E03-E04		
6	线路2跳闸出口备用2	E05-E06、E07-E08		

10.7 逻辑功能检验

功能试验

线路元件	振荡周期(ms)				跳闸报告
	1000	500	200	120	
伊尼线					
林尼线					

线路元件	振荡周期(ms)				跳闸报告
	1000	500	200	120	
伊尼线					
林尼线					

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

继电保护电力系统相量测量装置检修规程

某水电开发有限公司 发布

某水电开发有限公司企业标准

继电保护电力系统相量测量装置检修规程

1 范围

1.1 本规程规定了某水电站电力系统相量测量装置的检修项目及工艺步骤、检修周期、质检点、质量标准。

1.2 本规程适用于某水电站电力系统相量测量装置的检修维护。

2 引用标准

下列文件中的条款通过本规程的引用而成为本规程的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本规程，凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本规程。

DL/T 961—2005 电网调度规范用语

新疆电网调度规程 2006 年 5 月 1 日

SMU-2 型同步相量测量装置技术使用说明书

Q/GDW 131-2006 电力系统实时动态监测系统技术规范

3 基本运行规定

3.1 同步相量测量装置的组成

3.1.1 SMU-2MB 线路同步相量测量控制单元

3.1.2 SMU-2G 发电机同步相量测量单元

3.1.3 SMU-2CS 数据集中器单元

3.1.4 SMU-2GPS 时钟同步单元

3.1.5 SMU-2P 同步相量辅助分析单元

3.2 同步相量测量装置运行规定

3.2.1 SMU-2 型同步相量测量装置可以实时监视分相电压电流相量、有功、无功、功率因数、发电机的功角等。

3.2.2 正常运行中的巡视和检查：

3.2.2.1 检查装置工作状态是否正确。

3.2.2.2 检查装置的显示是否正确。

3.2.2.3 检查装置的电源是否正常。

3.2.2.4 检查装置有无告警输出。

3.2.3 电网发生事故时，应及时检查装置动作情况：

3.2.3.1 检查装置动作是否正确。

3.2.3.2 记录动作后的指示和事件记录内容。

3.2.3.3 复归动作信号。

3.2.3.4 把装置动作情况上报调度部门。

3.2.4 装置出现异常告警时的检查：

当装置出现异常信号时，应及时到装置安装处检查装置，查明是那一部分异常，并尽快排除。如果是 PT 回路断线引起的异常，应尽快查清断线原因，使 PT 回路恢复正常。如果是装置不正常，在一时无法查清原因时，应通知继电保护维护人员进行处理。

3.2.5 定值修改

3.2.5.1 在装置投运之前，应按照调度部门下达的定值通知单设置各项定值。

3.2.5.2 在修改完毕后一定要仔细检查、核对确认无误后，再恢复正常运行状态行。

3.2.6 装置的定期试验检查

3.2.6.1 装置运行中，每年应进行一次外加试验电源的定检试验，全面检查装置情况。试验项目包括如下：

a) 模拟通道检查

b) 开关量通道检查

c) 启动判据检查

d) 记录波形检查

e) 实时记录检查

3.2.6.2 在检查中发现有插件不正常，可更换备用插件。如果现场人员对装置的异常情况处理有困难时，应及时通知厂家更换插件或派专人到现场处理。用户对装置的模拟试验可以用继电保护测试仪进行。如果有特殊要求，可以向厂家寻求帮助。

3.2.6.3 特别注意：在装置运行过程中严禁带电拔出或插入插件！所接线路运行时，在没有对 CT 回路作特殊保护的情况下，禁止插拔变换器插件！

4 PMU 模拟量接入

4.1 机组电流量：

取自机尾 CT:BA2→机组 LCUA2 柜→PMU。

4.2 机组电压量：

取自机组电压互感器 VT2 柜→PMU。

4.3 线路电流量

取自线路 CT4→GIS 室 LCU 屏→PMU

4.4 线路电压量

取自线路电容式 PT：至 220KV 线路电压互感器端子箱→PMU

4.5 励磁电压、电流

由机组灭磁开关柜→PMU

4.6 转速信号

机组状态监测柜→PMU

5 电力系统相量测量装置的故障和事故处理

5.1 故障和事故处理原则

5.1.1 故障和事故发生时的处理要点：

5.1.1.1 根据仪表（上位机）显示、设备异常现象和外部征象判断故障或事故确已发生。

5.1.1.2 在值长的统一指挥下，协调安排值班人员进行处理，采取有效措施遏制故障或事故的发展，解除对人身和设备的危害，恢复设备的安全稳定运行，按照设备的管理权限，及时将处理情况向调度和公司领导、发电部、安生部汇报，发生着火事故还应及时联系伊宁县消防部门。

5.1.1.3 在处理过程中，值班人员应坚守岗位，迅速正确地执行值长的命令。对重大突发事件，值班人员可依照有关规定先行处理，然后及时汇报。

5.1.1.4 在事故保护动作停机过程中，注意监视停机过程，必要时加以帮助使机组解列停机，防止事故扩大。

5.1.1.5 对事故设备应尽快隔离，对正常设备保持或尽快恢复运行。

5.1.1.6 处理完毕后，当班值长应如实记录故障或事故发生的经过、现象和处理情况。

5.1.1.7 处理过程中要注意保护事故现场，未经值长同意严禁复归事故信号或任意改动现场设备情况，紧急情况除外（如危及人身安全时）。

5.1.2 开机无电源：

如果开机无电源，可以分别检查下列问题：交流、直流电源是否接入，屏电源开关是否合上，电源连接线是否连接可靠。

5.1.3 屏幕不显示：

如果出现屏幕不显示，可以从以下问题入手检查：

5.1.3.1 屏幕是否打开

5.1.3.2 显示器是否正常

5.1.3.3 屏幕电源连接线是否接触良好

5.1.3.4 屏幕信号连接线是否接触良好

5.1.3.5 显卡运行是否正常

5.1.4 键盘失效

5.1.4.1 如果出现键盘失效，可以从以下问题入手检查：

5.1.4.2 键盘连接线接触是否正常

5.1.4.3 更换键盘后，运行是否正常

5.1.5 通信不良

如果出现通信不良，可以从以下问题入手检查：

5.1.5.1 通信线路是否正常

5.1.5.2 RJ45 接头是否松动

5.1.5.3 网络设置是否正确

5.1.6 模拟量信号测量异常

如果出现模拟量输入信号测量异常，可以从以下问题入手检查：

5.1.6.1 原始信号是否异常

5.1.6.2 该模拟量通道通道连接是否完好

5.1.6.3 该模拟量通道信号连接线是否有开路

5.1.6.4 该模拟量通道信号连接线是否有短路

5.1.6.5 短接该模拟量各个输入端子，测量结果是否为零

5.1.6.6 信号变换器输出是否正常

5.1.6.7 信号变换器内部电源工作是否正常

5.1.6.8 开启的信号通道号码是否正确

5.1.6.9 开启的信号通道属性是否正确

5.1.7 开关量信号测量异常

如果出现开关量输入信号测量异常，可以从以下问题入手检查：

5.1.7.1 开关量输入信号端子排电缆连接是否正常

5.1.7.2 开关量输入信号端子排与装置连接是否正常

5.1.7.3 装置开关量端子排与主机连接是否正常

5.1.7.4 开关量通道与装置内部信号连接线是否正确

5.1.7.5 开关量通道参数设定是否正确

5.1.7.6 装置进入信号测试状态，测试开关量信号的高低电位，短接屏柜端子排上开关量输入信号的高低电位，结果为 0；开路端子排上开关量输入信号的高低电位，结果为 1。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

机组及公辅设备操作回路检验规程

某水电开发有限公司 发布

某水电开发有限公司企业标准

机组及公辅设备操作回路检验规程

1 主要内容和适用范围

本规程规定了机组常规水车回路、机组油压装置操作回路、进水蝶阀操作回路、全厂公用辅助设备（中压机、低压机、检修排水、渗漏排水）操作回路的大小修试验项目、试验方法和日常巡视的内容。

本规程适用于某水电站机组及公辅设备操作回路。

2 术语、符号、代号

本规程中所使用的术语、符号、代号延用厂家说明书。

3 机组常规水车回路检验周期、巡视内容、小修检验项目、大修检验项目。

3.1 机组常规水车操作回路包括有：220VDC 常规回路、24VDC 常规回路、机组自动准同期回路三个组成部分。

3.2 检验周期：

机组常规水车操作回路的大小修结合机组大小修同时进行检验，正常情况下不必另行计划检验，日常巡视每周一次。

3.3 巡视内容：

检查机组 LCU 装置 A2 柜操作盘上各继电器有无松动现象，继电器是否正常、接点无明显的拉弧和烧坏现象，各出口联片状态正确，联接良好。

3.4 小修检验项目：

设备卫生清扫，继电器检查，回路检查。

3.5 大修检验项目：

除完成小修项目外，还有回路绝缘检查，各继电器校验，回路模拟试验。

3.6 安全措施

3.6.1 停电：断开 LCU 装置 A1 柜上的直流工作电源开关，并悬挂“禁止合闸，有人工作”标示牌。

3.6.2 进水工作蝶阀在全关位置。

3.6.3 在做设备联动试验时应做好防止有人误入转动部分的安全措施，必要时应设专人监

视。

3.7 小修检验项目：

3.7.1 设备卫生清扫：机组常规水车操作回路停电后，应将设备清扫干净。

3.7.2 继电器检查

3.7.2.1 继电器外观检查：逐个检查各继电器，其外壳应无损坏现象，观察其接点应无明显的拉弧和烧坏现象。

3.7.2.2 继电器直流电阻检查：用万用表测量继电器的直流电阻，其电阻值应与铭牌参数相符。

3.7.3 回路检查

3.7.3.1 检查各回路接线，紧固所有接线端子。

3.7.3.2 检查各回路的出口联片，其接触应良好。

3.7.3.3 测量回路对地绝缘：用 500V 摇表测量 220V DC 常规回路，其回路对地绝缘应不小于 $0.5M\Omega$ 。

3.7.3.4 以上工作需停电进行。

3.8 大修检验项目

3.8.1 完成小修所有项目。

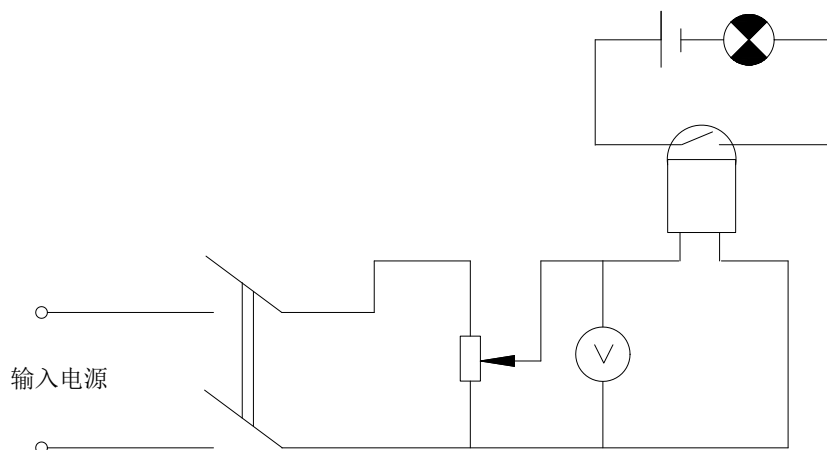
3.8.2 继电器检查

3.8.2.1 继电器外观检查：逐个检查各继电器，其外壳应无损坏现象，观察其接点应无明显的拉弧和烧坏现象。

3.8.2.2 中间继电器直流电阻检查：用万用表测量继电器的直流电阻，其电阻值应与铭牌参数相符。

3.8.2.3 中间继电器动作值、返回值校验。

3.8.2.3.1 中间继电器动作值、返回值校验按下图接线无误后进行校验。



中间继电器校验接线图

3.8.3 回路模拟试验

3.8.3.1 在机组 LCU 装置 A2 柜上短接“发电机保护动作停机”接点回路，中间继电器 1KJ6 应动作，中间继电器 2KJ1、2KJ2、2KJ3 应动作，紧急停机电磁阀应投入，在计算机监控系统上位机的简报中应有“发电机保护动作停机动作、紧急电磁阀投入、电气事故停机流程启动”信号报警。

3.8.3.4 在机组 LCU 装置 A2 柜上短接“事故低油压”接点回路，中间继电器 1KJ5 应动作，中间继电器 2KJ4、1KJ8 应动作，投入事故配压阀、关闭进水蝶阀，在计算机监控系统上位机的简报中应有“事故油压过低动作、紧急事故停机动作”信号报警，并启动关进水阀回路（XD01-35、XD01-36 接通）。

3.8.3.5 在机组 LCU 装置 A2 柜上短接“调速器主配压阀拒动”接点回路，中间继电器 1KJ2 应动作。在计算机监控系统上位机的简报中应有“调速器主配拒动”。

3.8.3.6 在机组 LCU 装置 A2 柜上短接“导叶剪断销剪短”接点回路，中间继电器 1KJ4 应动作，在计算机监控系统上位机的简报中应有“剪断销剪短动作”信号，同时模拟事故停机信号（即 2KJ1 动作的信号），中间继电器 2KJ4、1KJ8 应动作，投入事故配压阀、关闭进水蝶阀，在计算机监控系统上位机的简报中应有“剪断销剪短动作、紧急事故停机动作”信号报警，并启动关进水阀回路（XD01-35、XD01-36 接通）。

3.8.3.7 在机组 LCU 装置 A2 柜上短接“机组温度过高”接点回路，中间继电器 1KJ7 应动作，在计算机监控系统上位机的简报中应有“机组温度过高保护动作”信号。

3.8.3.8 在机组 LCU 装置 A2 柜上短接“机组转速 $<20\%N_e$ ”接点回路，在计算机监控系统上位机的简报中应有“机组转速 $<20\%N_e$ 动作”信号，制动风闸应能全部自动投入，并在计算机监控系统上位机上的简报中有“制动风闸顶起”的信号，按下制动电磁阀切除按钮时，

制动风闸应能全部落下，在计算机监控系统上位机上的简报中有“制动风闸落下”的信号。

3.8.3.9 在机组 LCU 装置 A2 柜上短接“机组转速 $>115\%N_e$ ”接点回路，在计算机监控系统上位机的简报中应有“机组转速 $>115\%N_e$ 动作”信号报警，同时模拟调速器主配压阀拒动信号，中间继电器 2KJ4、1KJ8 应动作，事故配压阀投入、关闭进水蝶阀，在计算机监控系统上位机的简报中应有“电气超速动作、事故配压阀动作、紧急事故停机动作”信号报警。

3.8.3.10 在机组 LCU 装置 A2 柜上短接“机组转速 $>135\%N_e$ ”接点回路，在计算机监控系统上位机的简报中应有“机组转速 $>135\%N_e$ 动作”信号报警，同时中间继电器 2KJ4、1KJ8 应动作，事故配压阀投入、关闭进水蝶阀，在计算机监控系统上位机的简报中应有“机组电气超速动作、电气二级超速动作、紧急事故停机动作、事故配压阀动作”信号报警，并启动关进水阀回路（XD01-35、XD01-36 接通）。

3.8.3.11 在机组 LCU 装置 A1 柜上按下紧急停机按钮，调速器机械柜内紧急停机电磁阀应投入，在计算机监控系统上位机的简报中应有“紧急电磁阀投入”信号报警。

3.8.3.12 在调速器机械柜内紧急停机电磁阀应投入时，按下 LCU 装置 A1 柜上事故复归按钮，紧急停机电磁阀应能复归，在计算机监控系统上位机的简报中应有“紧急电磁阀投入复归”信号报警。

4 机组油压装置操作回路检验周期、巡视内容、小修检验项目、大修检验项目

4.1 机组油压装置操作回路检验周期随机组的大小修进行，一般情况下不另行安排机组油压装置的大小修工作。

4.2 巡视内容：检查油压操作盘内 PLC 上 CPU 运行指示灯应正常，检查触摸屏上各参数显示应与实际值相符，操作面板上各指示灯指示正确。日常巡视每周一次。

4.3 小修检验项目：变送器校验、压力开关动作值整定、回路检查、油压流程试验、漏油泵流程试验。

4.3.1 油罐压力变送器、油罐油位变送器、回油箱油位变送器、漏油箱油位变送器校验（每年度一次）。

4.3.2 压力油罐压力开关动作值按下列参数整定：启工作泵压力开关 $P \leq 3.6\text{MPa}$ 时闭合，启备用泵压力开关 $P \leq 3.4\text{MPa}$ 时闭合，停泵压力开关 $P \geq 4.0\text{MPa}$ 闭合，事故低油压压力开关 $P \leq 3.0\text{MPa}$ 闭合，在计算机监控系统上位机的简报中应有相应的信号报警。

4.3.3 模拟量输出回路检查：各输出的模拟量与输入的模拟量应一致。

4.3.4 回路检查：紧固所有回路端子，接线接触良好。

4.3.5 油压装置压油泵自动试验（校验变送器后进行，一年一次），：模拟量控制试验（将开关量回路断开），自动启动工作油泵压力 $\leq 3.6\text{MPa}$ ；自动启动备用油泵压力 $\leq 3.4\text{MPa}$ ；停泵压力 $\geq 4.0\text{MPa}$ ，事故低油压 $\leq 3.0\text{MPa}$ ；油压 $\geq 4.1\text{MPa}$ 时压力过高。

4.3.6 开关量控制试验（将模拟量回路甩开），启泵压力开关动作时启动工作油泵；启动备用油泵。

4.3.7 油压装置补气自动试验（校验变送器后进行，一年一次）：当油罐油压 $\leq 3.6\text{MPa}$ 且油罐油位 $\geq 620\text{mm}$ 时打开补气电磁阀，当油罐油压 $\geq 4.0\text{MPa}$ 或油罐油位 $\leq 400\text{mm}$ 时关闭补气电磁阀。

4.4 大修检验项目：除完成小修检验项目外还应完成电源试验、继电器检查，所有自动流程试验。

4.4.1 电源试验

4.4.1.1 电源切换试验：单独合上交流电源开关 QF1，测量 24V 电源输出电压应满足要求；单独合上直流电源开关 QF2，测量 24V 电源输出电压应满足要求；同时合上交流电源开关 QF1、直流电源开关 QF2，测量 24V 电源输出电压应满足要求。

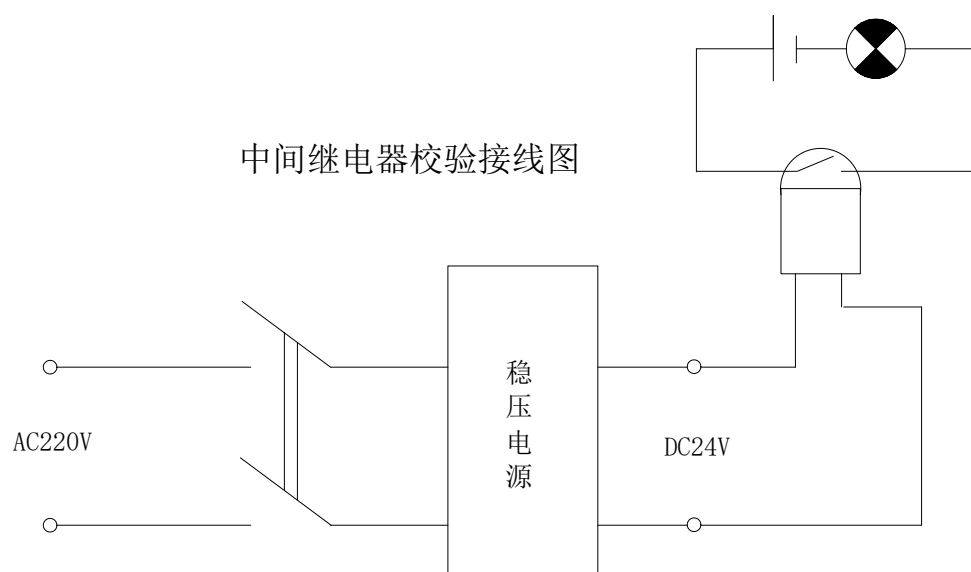
4.4.2 继电器检查

4.4.2.1 继电器外观检查：逐个检查各继电器，其外壳应无损坏现象，观察其接点应无明显的拉弧和烧坏现象。

4.4.2.2 中间继电器直流电阻检查：用万用表测量继电器的直流电阻，其电阻值应与铭牌参数相符。

4.4.2.3 中间继电器动作值、返回值校验

4.4.2.3.1 中间继电器动作值、返回值校验按下图接线无误后进行校验。



(图 1)

4.4.3 所有自动流程试验与小修一样。

5 进水蝶阀操作回路检验周期、巡视内容、小修检验项目、大修检验项目

5.1 机组进水蝶阀操作回路检验周期

机组进水蝶阀操作回路检验周期随机组的大小修进行，一般情况下不另行安排大小修工作。

5.2 巡视内容

检查进水蝶阀内 PLC 上 CPU 运行指示灯应正常，检查触摸屏上各参数显示应与实际值相符，各状态指示灯与现场实际状态相符。日常巡视每周一次。

5.3 小修检验项目

设备卫生清扫、回路检查、继电器检查、电源切换试验。

5.3.1 设备卫生清扫：设备停电后将设备各部分清扫干净。

5.3.2 回路检查：紧固所有回路端子，接线接触良好，检查各信号接点，其信号应与实际信号一致。

5.3.3 继电器检查

5.3.3.1 继电器外观检查：逐个检查各继电器，其外壳应无损坏现象，观察其接点应无明显的拉弧和烧坏现象。

5.3.3.2 中间继电器直流电阻检查：用万用表测量继电器的直流电阻，其电阻值应与铭牌参数相符。

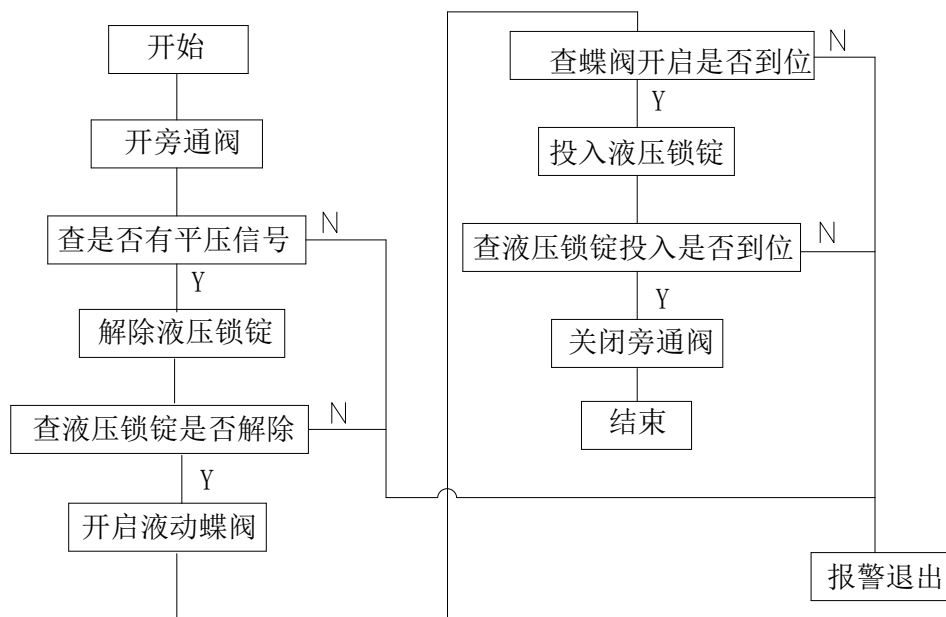
5.3.4 电源切换试验：单独合上交流电源开关 QF6，测量 24V 电源输出电压应满足要求；单独合上直流电源开关 QF8，测量 24V 电源输出电压应满足要求；同时合上交流电源开关 QF6、直流电源开关 QF8，测量 24V 电源输出电压应满足要求。

5.4 大修检验项目：除完成小修项目外，还应完成油泵流程试验、进水阀开启和关闭流程试验。

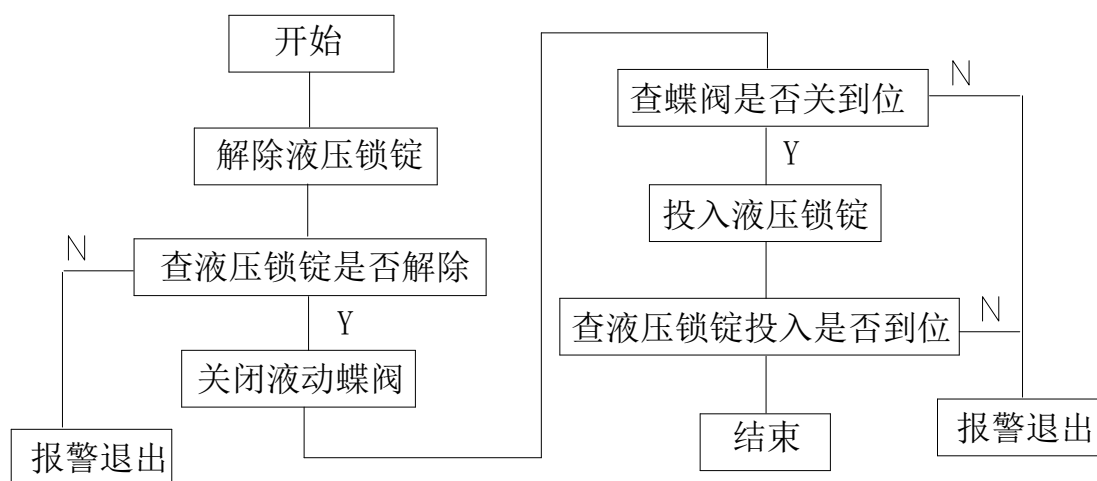
5.4.1 油泵流程试验：自动启动工作油泵压力为 16MPa，自动停止油泵的油压为 20MPa，自动启动备用油泵压力为 15.5MPa。

5.4.2 进水阀开启流程试验：

依照下面流程图对 PLC 流程进行试验。



5.4.3 进水阀关闭流程试验：



6 低压机系统操作回路检验周期、巡视内容、小修检验项目、大修检验项目

6.1 低压机系统操作回路检验周期随机械的大小修进行，一般情况下不另行安排大小修工作。

6.2 巡视内容：检查低压机操作盘内 PLC 上 CPU 运行指示灯应正常，检查触摸屏上各参数显示应与实际值相符，操作面板上各指示灯指示正确。日常巡视每周一次。

6.3 小修检验项目：变送器校验、压力开关动作值整定、回路检查、低压机启停流程试验。

6.3.1 气罐压力变送器、干管压力变送器的效验。

6.3.2 压力气罐压力开关动作值按下列参数整定：启工作压力开关 $P \leq 0.65\text{MPa}$ 时闭合，启备用压力开关 $P \leq 0.6\text{MPa}$ 时闭合，停机压力开关 $P \geq 0.8\text{MPa}$ 闭合，压力过高报警 $P \geq 0.85\text{MPa}$

时闭合，压力过低报警 $P \leq 0.55\text{MPa}$ 时报警，在计算机监控系统上位机的简报中应有相应的信号报警。

6.3.4 模拟量输出回路检查：各输出的模拟量与输入的模拟量应一致。

6.3.5 回路检查：紧固所有回路端子，接线接触良好。

6.3.6 低压机启动自动试验（重新整定压力开关的动作值或校验了变送器后才做该项试验）：模拟量控制试验（将开关量回路断开），自动启动工作压力 $\leq 0.65\text{MPa}$ ；自动启动备用压力 $\leq 0.6\text{MPa}$ ；停泵压力 $\geq 0.8\text{MPa}$ ，压力过低 $\leq 0.55\text{MPa}$ ；压力过高 $\geq 0.85\text{MPa}$ 。

6.3.7 开关量控制试验（将模拟量回路甩开），当压力下将到启自动压力开关动作时应启动工作机，到压力下将到备用压力开关动作时应启动备用机，当压力升高到停泵压力开关动作时应能自动停止运行的压缩机。

6.4 大修检验项目：除完成小修检验项目外还应完成电源试验，继电器检查、所有自动流程试验。

6.4.1 电源试验

6.4.1.1 电源切换试验：单独合上交流电源开关 QF1，测量 24V 电源输出电压应满足要求；单独合上直流电源开关 QF2，测量 24V 电源输出电压应满足要求；同时合上交流电源开关 QF1、直流电源开关 QF2，测量 24V 电源输出电压应满足要求。

6.4.2 继电器检查

6.4.2.1 继电器外观检查：逐个检查各继电器，其外壳应无损坏现象，观察其接点应无明显的拉弧和烧坏现象。

6.4.2.2 中间继电器直流电阻检查：用万用表测量继电器的直流电阻，其电阻值应与铭牌参数相符。

6.4.2.3 中间继电器动作值、返回值校验

6.4.2.3.1 中间继电器动作值、返回值校验按（图 1）接线无误后进行校验。

6.4.3 所有自动流程试验与小修一样。

7 中压机系统操作回路检验周期、巡视内容、小修检验项目、大修检验项目

7.1 中压机系统操作回路检验周期随机械的大小修进行，一般情况下不另行安排大小修工作。

7.2 巡视内容：检查中压机操作盘内 PLC 上 CPU 运行指示灯应正常，检查触摸屏上各参数显示应与实际值相符，操作面板上各指示灯指示正确，日常巡视每周一次。

7.3 小修检验项目：变送器校验、压力开关动作值整定、回路检查、中压机启停流程试验。

7.3.1 气罐压力变送器、干管压力变送器的效验（每年一次）

7.3.2 压力气罐压力开关动作值按下列参数整定：启工作压力开关 $P \leq 4.05\text{MPa}$ 时闭合，启备用压力开关 $P \leq 3.9\text{MPa}$ 时闭合，停机压力开关 $P \geq 4.2\text{MPa}$ 闭合，压力过高报警 $P \geq 4.25\text{MPa}$ 时闭合，压力过低报警 $P \leq 3.4\text{MPa}$ 时报警，在计算机监控系统上位机的简报中应有相应的信号报警。

7.3.3 模拟量输出回路检查：各输出的模拟量与输入的模拟量应一致。

7.3.4 回路检查：紧固所有回路端子，接线接触良好。

7.3.5 中压机启动自动试验（重新整定压力开关的动作值或校验了变送器后才做该项试验）：模拟量控制试验（将开关量回路断开），自动启动工作压力 $\leq 4.05\text{MPa}$ ；自动启动备用压力 $\leq 3.9\text{MPa}$ ；停泵压力 $\geq 4.2\text{MPa}$ ，压力过低 $\leq 3.4\text{MPa}$ ；压力过高 $\geq 4.25\text{MPa}$ 。

7.3.6 开关量控制试验（将模拟量甩开）：启动工作压力开关动作值 $\leq 4.05\text{MPa}$ ；启动备用压力开关动作值 $\leq 3.9\text{MPa}$ ；停泵压力开关动作值 $\geq 4.2\text{MPa}$ ，压力过低压力开关动作值 $\leq 3.4\text{MPa}$ ；压力过高压力开关动作值 $\geq 4.25\text{MPa}$ 。

7.4 大修检验项目：除完成小修检验项目外还应完成电源试验、继电器检查、所有自动流程试验。

7.4.1 电源试验

7.4.1.1 电源切换试验：单独合上交流电源开关 QF1，测量 24V 电源输出电压应满足要求；单独合上直流电源开关 QF2，测量 24V 电源输出电压应满足要求；同时合上交流电源开关 QF1、直流电源开关 QF2，测量 24V 电源输出电压应满足要求。

7.4.2 继电器检查

7.4.2.1 继电器外观检查：逐个检查各继电器，其外壳应无损坏现象，观察其接点应无明显的拉弧和烧坏现象。

7.4.2.2 中间继电器直流电阻检查：用万用表测量继电器的直流电阻，其电阻值应与铭牌参数相符。

7.4.2.3 中间继电器动作值、返回值校验。

7.4.2.3.1 中间继电器动作值、返回值校验按（图 1）接线无误后进行校验。

7.4.3 自动流程试验与小修一样。

8 检修排水系统操作回路检验周期、巡视内容、小修检验项目、大修检验项目

8.1 检修排水系统操作回路检验周期随机械大小修进行，一般情况下不另行安排大小修工作。

8.2 巡视内容：检查检修排水操作盘内 PLC 上 CPU 运行指示灯应正常，检查触摸屏上各参数显示应与实际值相符，操作面板上各指示灯指示正确，日常巡视每周一次。

8.3 小修检验项目：卫生清扫、回路检查、继电器检查。

8.3.1 回路检查：紧固所有回路端子，接线接触良好。

8.3.2.1 继电器外观检查：逐个检查各继电器，其外壳应无损坏现象，观察其接点应无明显的拉弧和烧坏现象。

8.3.2.2 中间继电器直流电阻检查：用万用表测量继电器的直流电阻，其电阻值应与铭牌参数相符。

8.4 大修检验项目：除完成小修检验项目外还应完成电源试验、继电器检查、所有自动流程试验。

8.4.1 电源试验

8.4.1.1 电源切换试验：单独合上交流电源开关 QFC1，测量 24V 电源输出电压应满足要求；单独合上直流电源开关 QFC2，测量 24V 电源输出电压应满足要求；同时合上交流电源开关 QFC1、直流电源开关 QFC2，测量 24V 电源输出电压应满足要求。

8.4.2 继电器检查

8.4.2.1 继电器外观检查：逐个检查各继电器，其外壳应无损坏现象，观察其接点应无明显的拉弧和烧坏现象。

8.4.2.2 继电器直流电阻检查：用万用表测量继电器的直流电阻，其电阻值应与铭牌参数相符。

8.4.2.3 继电器动作值、返回值校验

继电器动作值、返回值校验按（图 1）接线无误后进行校验。

8.4.3 所有自动流程试验与小修一样。

9 渗漏排水系统操作回路检验周期、巡视内容、小修检验项目、大修检验项目

9.1 渗漏排水系统操作回路检验周期随机械大小修进行，一般情况下不另行安排大小修工作。

9.2 巡视内容：检查渗漏排水操作盘内 PLC 上 CPU 运行指示灯应正常，检查触摸屏上各参数显示应与实际值相符，操作面板上各指示灯指示正确，日常巡视每周一次。

9.3 小修检验项目：液位变送器校验、整定值检查、回路检查、渗漏泵启停流程试验。

9.3.1 液位变送器的效验（每年一次）。

9.3.2 整定值检查：启主排水泵 P=2.1m 时闭合，启备用排水泵 P=2.7m 时闭合，停泵水位

$P \leq 0.3\text{m}$ 闭合，水位过高报警 $P \geq 2.9\text{m}$ 时闭合，在计算机监控系统上位机的简报中应有相应的信号报警。

9.3.3 模拟量输出回路检查：各输出的模拟量与输入的模拟量应一致。

9.3.4 回路检查：紧固所有回路端子，接线接触良好。

9.4 大修检验项目：除完成小修检验项目外还应完成电源试验，继电器检查、所有自动流程试验。

9.4.1 电源试验

9.4.1.1 电源切换试验：单独合上交流电源开关 QF1，测量 24V 电源输出电压应满足要求；单独合上直流电源开关 QF2，测量 24V 电源输出电压应满足要求；同时合上交流电源开关 QF1、直流电源开关 QF2，测量 24V 电源输出电压应满足要求。

9.4.2 继电器检查

9.4.2.1 继电器外观检查：逐个检查各继电器，其外壳应无损坏现象，观察其接点应无明显的拉弧和烧坏现象。

9.4.2.2 中间继电器直流电阻检查：用万用表测量继电器的直流电阻，其电阻值应与铭牌参数相符。

9.4.2.3 中间继电器动作值、返回值校验

中间继电器动作值、返回值校验按（图 1）接线无误后进行校验。

9.4.3 自动流程试验同小修。

10 检查与考核

10.1 本规程的执行情况由维护部负责检查与考核。

10.2 依据本规程和公司经济责任制相关进行考核。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

直流电源装置检修规程

某水电开发有限公司 发布

某水电开发有限公司企业标准

直流电源装置检修规程

1 主要内容和适用范围

1.1 主要内容

标准规定了某水电站直流系统设备（蓄电池、充电装置、监控装置、绝缘监察装置、蓄电池巡检装置）的检修周期、检修工艺、检验方法、检验项目和技术要求。

1.2 适用范围

本标准适用于某水电站直流系统设备的检验工作。

2 术语、符号、代号

本标准所使用的术语、符号、代号延用厂家有关技术文件。

3 直流系统设备的基本参数、技术指标、检验方法

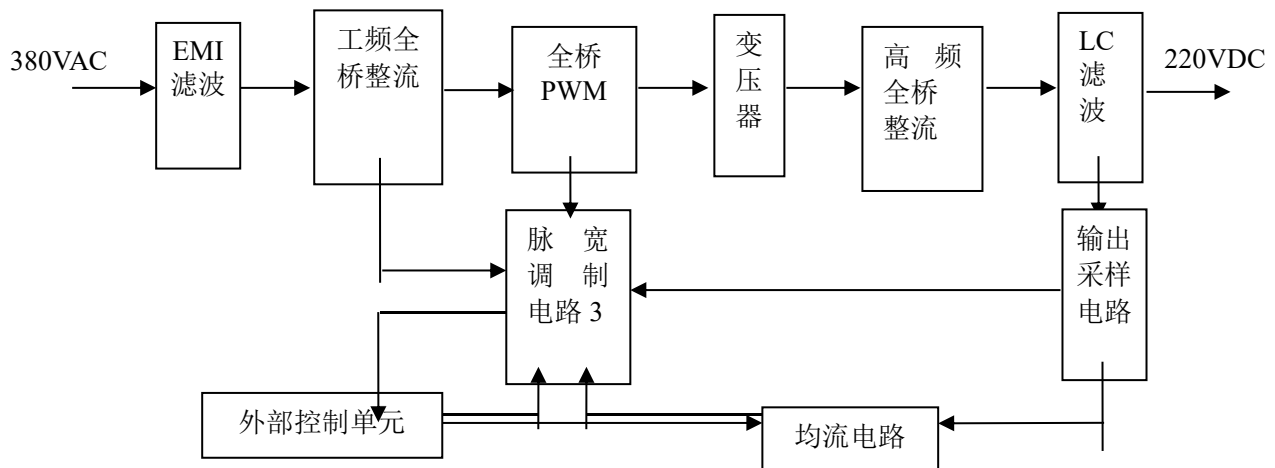
3.1 系统的组成

由充电装置、监控装置、绝缘监察装置、蓄电池巡检装置、蓄电池组等直流设备组成。

3.1.1 微机控制高频高开关整流模块

3.1.1.1 工作原理：CAV22030 高频开关整流模块原理框图如图 4，在三相交流输入端，采用先进的尖峰抑制器件、EMI 滤波电路及无源功率因数校正（PFC）电路（满载功率因数可达 0.94），由全桥整流电路将三相交流电整流成高压直流电，再经过高频 PWM 逆变成为高频的脉宽调制脉冲电压波，然后经整流、滤波输出成稳定可控的直流电。其中高频 PWM 逆变部分，采用脉冲宽度调制（PWM）技术及负载串联 LC 边缘谐振软开关技术，大大降低了功率开关器件的工作应力及温升，从而显著提高工作效率（满载效率可达 94%）和系统可靠性。

系统工作原理框图如下：



原理框图

两路交流输入经交流配电单元选择其中一路交流输入提供给充电模块；充电模块输出稳定的直流，一方面对蓄电池组补充充电和提供合闸输出，另外通过降压单元提供控制输出，为负载提供正常的工作电流；绝缘监测单元绝缘监测单元可在线监测直流母线和各支路的对地绝缘状况；集中监控单元可实现对交流配电单元、充电模块、直流馈电、绝缘监测单元、直流母线和蓄电池组等运行参数的采集与各单元的控制和管理，并通过远程接口接受后台操作员的监控。系统中各功能单元均为具有 CPU 的智能化单元，具有自诊断能力；单元与单元、单元与监控器之间全部是数字通讯且输入输出电气全隔离；直流系统中任一单元故障时，不影响其他单元的正常运行。

3.1.2.1 主要功能及特点

1 稳压限流运行功能：整流模块能以设定的电压值或限流值长期对电池组充电并带负载运行。当输出电流大于限流值时模块自动进入稳流运行（输出电流为设定的限流值）状态，输出电流小于限流值时模块自动进入稳压运行（输出电压为设定的电压值）状态。

2 输出电压、电流本机调节功能：调节前面板上的“电流”调节电位器可调节单电源模块最大限流点， $0.1I_{MAX} \sim I_{MAX}$ 连续可调；调节前面板上的“电压”调节电位器可调节单电源模块输出直流电压， $198V \sim 300V$ 连续可调，多台模块并联运行时一般不调节这两个电位器，以出厂整定值为准，或将各模块的直流输出电压调成一致（调整方法见 8.2 节），否则将影响均流精度。

3 输出电压程控调整功能：在整流模块的程控电压端 VP（与输出负母线共地，见表一）加一大小可调的直流电压（ $-10V \sim +10V$ ），输出电压将在模块内部设定的输出电压基准值上以“ $-6.5V/V$ ”（额定输出电压为 220VDC 的模块）或“ $-4V/V$ ”（额定输出电压为 110VDC

的模块)的斜率改变,例如,在整流模块的程控电压端 VP 加一个“负 2.0V”(相对输出负母线)的直流电压,额定输出电压为 220VDC 的模块(出厂时输出电压已整定为 230.0VDC),此时模块输出电压为: $230.0 + (-6.5) \times (-2.0) = 243.0\text{VDC}$,其他情况依此类推。

4 输出电压/电流数字显示功能:通过面板上的“电压/电流”按键可分别显示该模块的输出直流电压值或输出电流值:按键按下——显示输出电流,按键放开——显示输出电压。

5 并机功能:多台同型号的整流器可以并联运行并自动均流。其中某台模块故障时,即自动退出,不会影响其它整流器的正常均流运行。

6 热开/关机功能:正在机架上并联工作的多台整流模块,不停电状态下可以任意开、关其中一台模块使其接入系统或脱离系统而不影响其他模块的正常工作。

7 风扇自动调速功能:模块根据内部主要功率器件的温度自动调整风扇的转速,从而延长风扇使用寿命。

8 模块防尘功能:模块采用强迫风冷加独立风道的散热方式,如图 4 所示,风从前面双层滤网进入,经散热器从后面出去,而电路板主要布置在左边,这样对电路板几乎没有粉尘污染,提高了模块的环境适应能力。

3.1.2.2 保护功能

1 输入保护:若整流器的输入电源出现过压、欠压、缺相,整流器即停机,此时输出为零,前面板上的“异常”指示灯(红色)点亮,当电源恢复正常后,模块自动重新启动继续正常运行,前面板上的“异常”指示灯熄灭。输入过、欠压保护值见“表二”。

2 输出过压保护:整流模块的输出电压大于“表二”规定的输出过压保护值时,整流模块停机,此时输出为零,前面板上的“异常”指示灯(红色)点亮。对于此类故障模块不会自动重新启动,需人工断电后再上电才能重新启动。

3 过流保护(含输出短路保护):无论何种原因引起过流,整流器都将保护停机,此时输出为零,前面板上的“异常”指示灯(红色)点亮,过一段时间(约 1~2 秒)后自动重新启动,若没有其他异常情况,模块即正常运行;否则模块将处于“启动→保护停机→再启动→再保护停机”这样一种循环状态,此时请依次拔出模块后面板上的“直流输出”、“监控端子”、“交流输入”等 3 个插座,将故障模块退出,并通知厂家检修。本系列高频开关整流模块采用了多重限流保护技术和独特的逐环峰值电流检测技术,即使输出短路也可得到有效的保护,出现输出短路时,模块即已设定的限流值进入稳流工作状态。

多模块并联运行时,如出现突然加载、或输出突然短路,模块有可能会出现瞬时过流保护

停机，约 1 秒后即自动重新启动，这种现象属于模块的正常保护，并非故障。

4 过温保护：当整流器中的主要器件温度超过 90℃时整流器将自动停机，此时输出为零，前面板上的“异常”指示灯（红色）点亮，温度降低至正常值后，模块即自动重新启动继续正常运行，面板上“异常”指示灯熄灭。

5 报警显示

整流器设有报警指示及故障输出端子。当整流器出现故障时，前面板上的“异常”指示灯（红色）亮。并且输出一动合触点（注意：模块失电该触点闭合，此种状况不表明模块真有故障）。

3.1.3 WXJ-15 巡检模块

3.1.3.1 适用范围

CAVDJ-56B 是网络式测量模块，可测量 2V、12V 等级的单只电池电压，可以独立使用也可以配合 WZCK 系列微机直流监控或 WXJ16 电池巡检管理单元来使用。

CAV-T5M 电池巡检管理单元是本公司按照分散采集，集中控制的思想生产制造，管理 CAVDJ-56B 电池巡检测量单元的装置。它提供友善的人机接口，处理 CAVDJ-56B 上送的数据并依据这些数据进行报警、显示等功能。这些有助于及时发现异常电池、实时记录不同工作状态下每一只电池的电压，确保整组蓄电池电压的均衡性，提高蓄电池的维护水平和自动化水平。该装置适用于各种电压等级的变电站及火电厂、水电站，并且可与自动化监控系统相联，满足变电站无人值班运行要求。

3.1.3.2 主要技术性能及参数

环境参数

- a 环境温度： -10 ℃～+55 ℃
- b 大气压力： 80～110Kpa。
- c 相对湿度： 不大于 90%（25℃）。
- d 工作位置： 垂直，最大斜度不大于 5° 。
- e 使用地点应具有防风沙、雨、雪的设施；无腐蚀性气体；无爆炸性气体的环境中。
- f 使用地点不允许有强烈的震动与冲击。

3.1.3.3 性能和特点

CAVDJ-56B 模块

- a) 采用 AVR 单片机，运算速度快、可靠性高。
- b) 软件与硬件均有看门狗，可极大的提高系统的稳定性及可靠性。
- c) 采用高精度积分型 AD, 测量精度高、抗干扰性能优异。
- d) 独立设置“尾电池”参数，方便电池分组及接线。

3.1.3.4 技术数据

CAVDJ-56B 模块

- a) 精度：满量程± 0.5 %
- b) 隔离电压： 3 0 0 0 VDC（通讯、输入隔离）
- c) 通信接口：RS485
- d) 通信速率：9600bps
- e) 通信方式：问答式
- f) 通信间隔时间：>200mS

3.1.3.5. 系统概述：
CAVDJ-56B 模块

a) 指示灯：
在模块上有两个指示灯，一个是运行指示灯，当模块正常工作时，指示灯每 200mS 闪动一次。另一个是告警指示灯，正常时，指示灯一直灭；当测量模块检测到被测电池电压有异常时，该指示灯长亮。

b) 工作流程：
模块上电后，依据设定的电池检测只数，轮流切换相应光继电器，将单只电池的电压引入模块，通过运放处理后送入 AD 进行模数转换，完成转换后以中断的方式通知 CPU 读出数据，CPU 依据读出的数据计算出电池电压，并与设定的过压值及欠压值比较，连续 3 次发生越限时将产生过压或欠压的报警。当模块配置有温度探头时，CPU 将每分钟进行一次温度测量。微机直流监控或电池巡检管理单元可以随时通过 RS485 串口对测量模块进行参数设定及电池电压和报警数据的读取，模块运行参数发生改变后应将测量模块重新上电，否则无法保证运行参数的正确性。

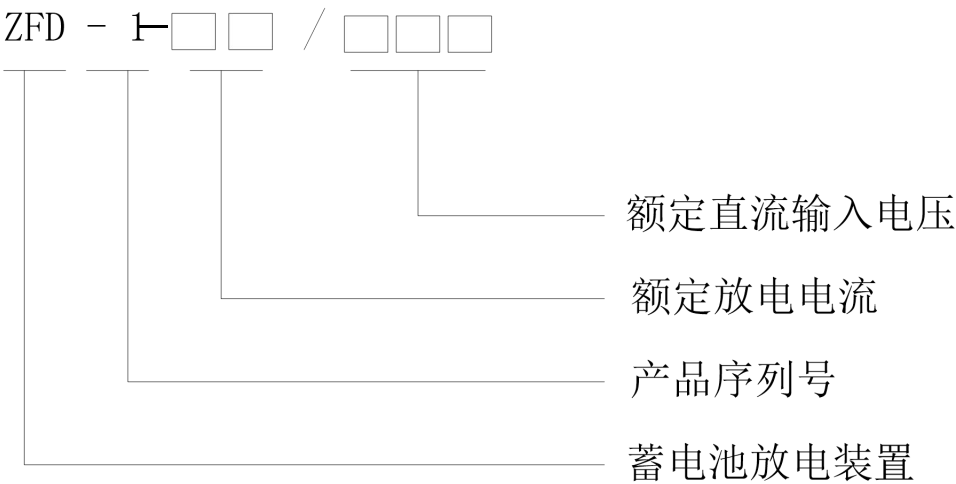
4 ZFD-1 型蓄电池放电装置

为了检测蓄电池组的容量每年要对蓄电池组进行一次核对性放电试验。

4.1 装置特点

- 4.1.1 采用 PTC 电阻，全数字控制。
- 4.1.2 恒流放电精度高，电流连续可调范围宽。
- 4.1.3 能在线显示和记录放电电压、放电电流、放电时间和放电容量。
- 4.1.4 放电终止电压可以根据不同的蓄电池组的不同特性而设定。
- 4.1.5 内置数据区，能存储 8 组放电历史记录。
- 4.1.6 128X64 液晶显示，全汉化，操作简单。
- 4.1.7 具有 RS485 和外部开入接点，可以并机放电，也可通过外部开入接点来控制其停机。
- 4.1.8 具有 RS232 通讯口，可把数据通过通讯口传到计算机。
- 4.1.9 体积小、重量轻、美观，携带方便，操作容易，使用方便`。

4.2 装置型号及含义



标准规格	电压等级		
直流额定电压	48V	110V	220V
直流输入范围	39V~60V	90V~130V	180V~260V
额定放电电流	50A、100A	60A、100A	30A、60A
电流调节范围	额定电流的 20% I_e ~100% I_e		
恒流放电精度	$\leq 0.5\%$		
电压显示精度	$\leq 0.5\%$		
通讯口	RS232 和 RS485		
噪 声	$\leq 65\text{dB}$		
大气压力	80 kPa~110kPa		
环境温度	$-5^{\circ}\text{C} \sim +40^{\circ}\text{C}$		
最大相对湿度	$\leq 90\%$ （不允许凝露）		
重量 kg	10		

4.3 主要技术参数

技术参数

4.4 使用条件

- 4.4.1 环境温度： $-5^{\circ}\text{C} \sim +40^{\circ}\text{C}$ 。
- 4.4.2 相对湿度：最湿月的月平均最大相对湿度为 90%，同时该月的月平均最低温度为 25°C ，且表面无凝露。
- 4.4.3 使用场所：应有防御雨、雪、风、沙的设施，不允许有强烈的振动和冲击。

4.5 人机接口示意图

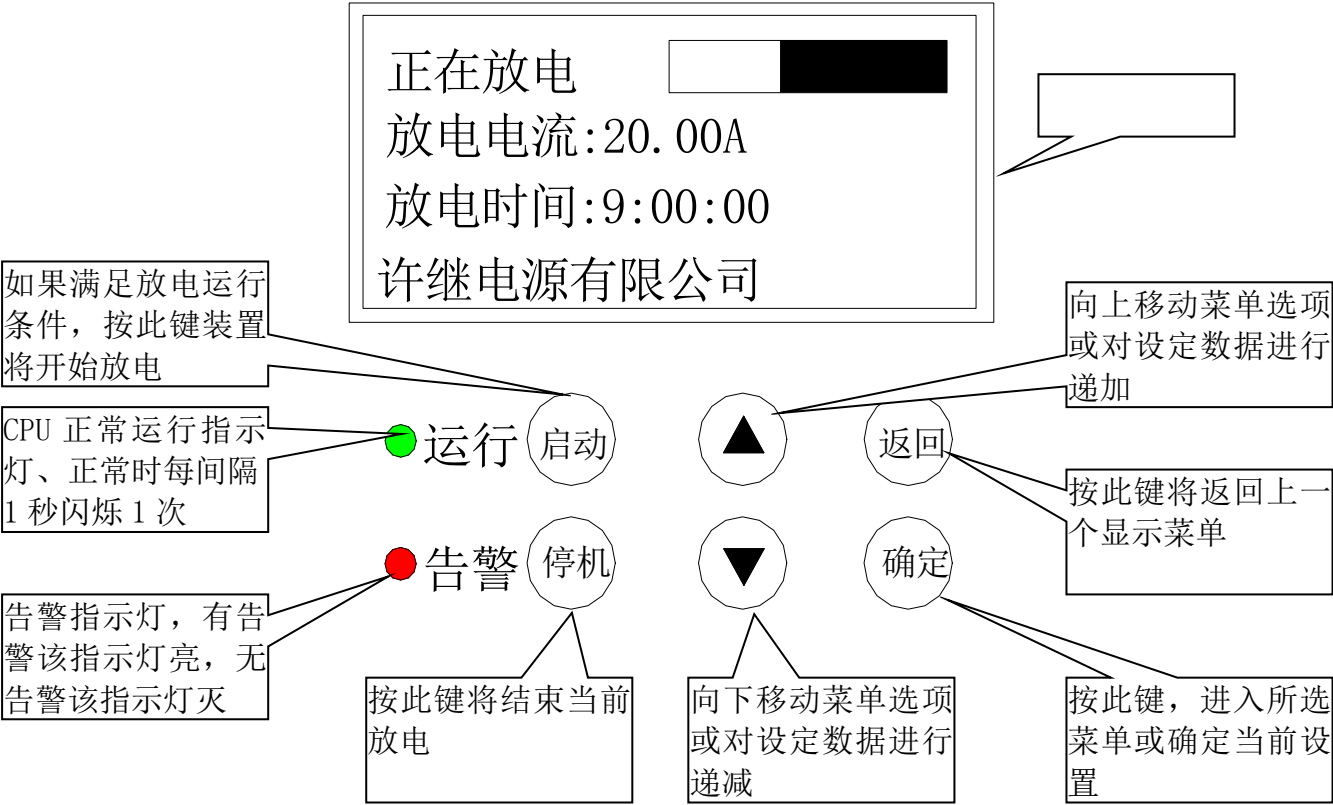
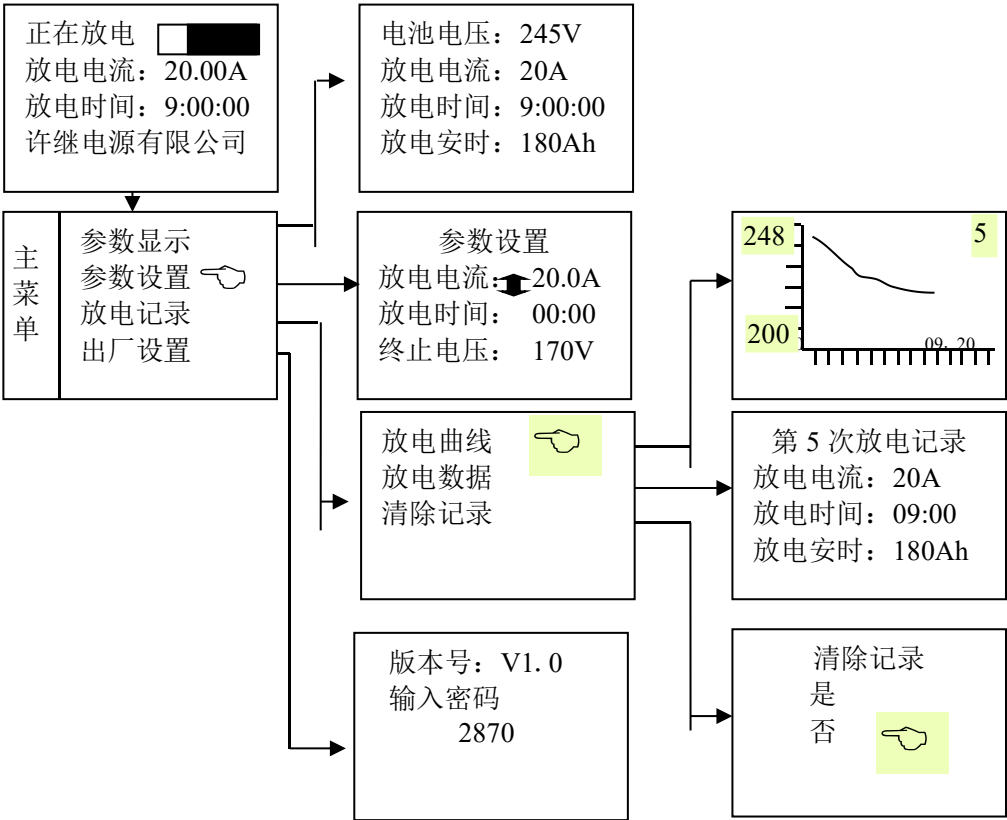


图 2 人机接口面板示意图

4.6 菜单总示意图



4.7 各个菜单页面功能的详解

4.7.1 主画面：该画面显示的内容是活动的，会根据当前状态显示不同的内容，在此画面时按“确定”键将进入主菜单显示，如果进入其它菜单后 2min 之内没有按键操作，将自动回到该主画面：

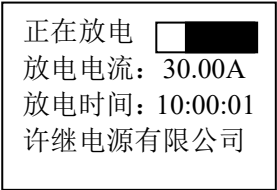
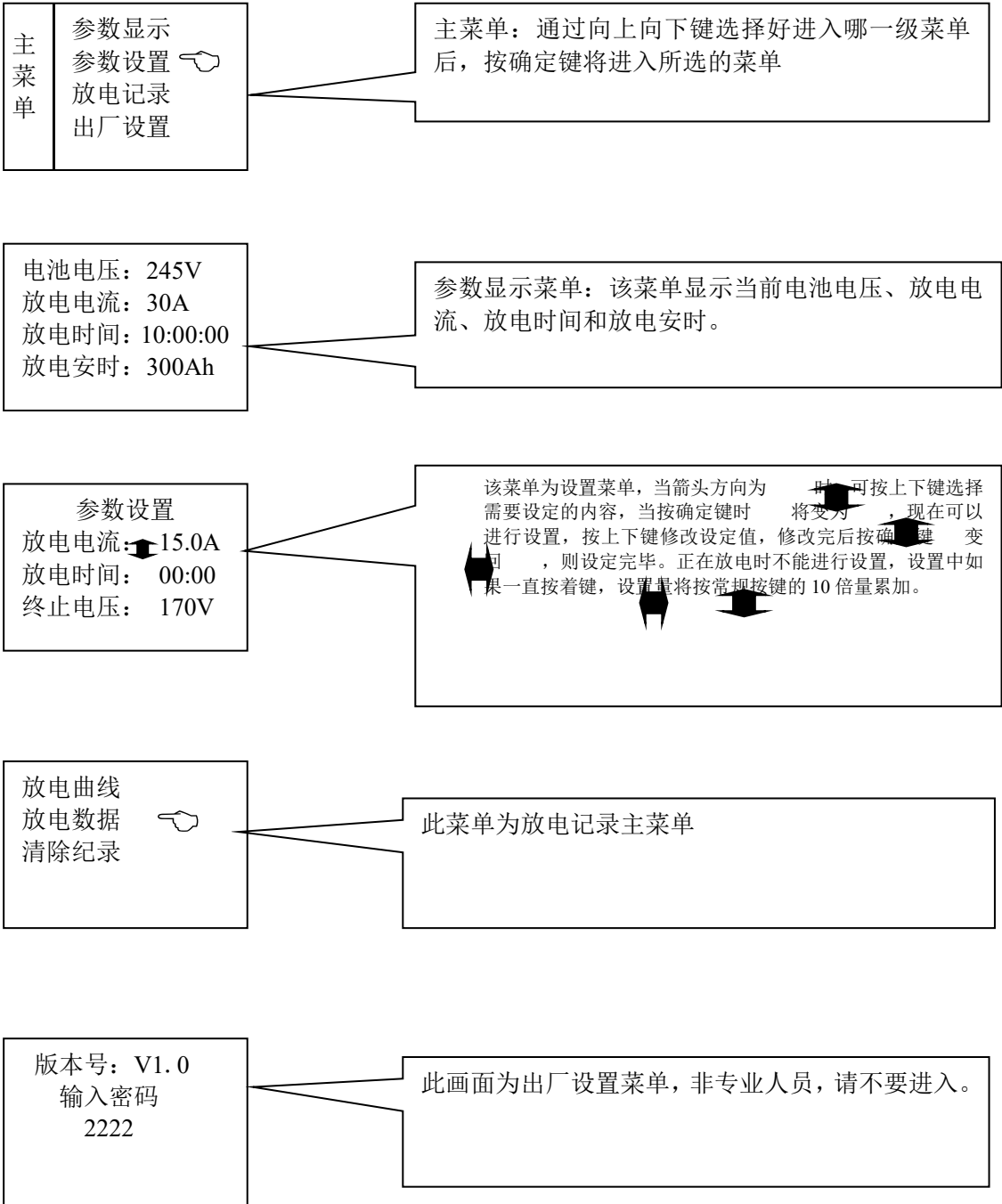
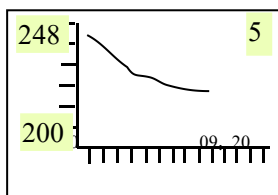


图 3 主画面

4.7.2 其它菜单





该画面显示记录的放电曲线，右上角显示是第几次放电曲线，按向下和向上键可以逐一查询各次放电曲线。纵坐标为电池电压，48 个点，最大电压为初始电压，如果放电结束电压与初始电压相差 48V 以内，坐标原点电压=最大电压-48V，每点表示 1V，否则坐标原点电压=最大电压-96V。每点表示 2V。横坐标为时间 112 个点，假如放电时间<5X112=560min=09:20，最大坐标时间为 09:20，每一点代表 5 分钟；否则最大时间为实际放电时间，每一点时间=实际放电时间/112。

第 5 次放电记录
放电电流: 20.0A
放电时间: 07:20
放电安时: 180Ah

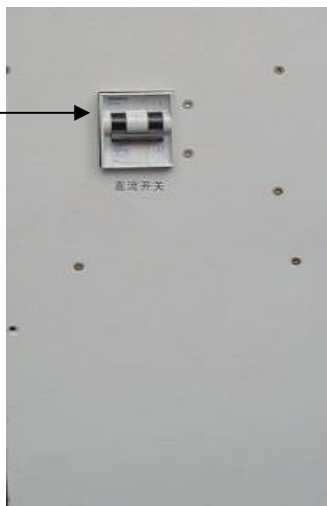
该菜单显示放电历史记录，与放电曲线菜单一一对应，其中放电电流为每次放电设定值。因实际放电值在整个放电过程中不一定是恒定不变的，所以显示放电设定值。

清除历史记录
是 ☐
否 ☐

每次在放电运行 1min 以后，放电次数降加 1，自动存储放电数据，无需人工参与。此菜单为清除放电记录用，当在运行时不能清除历史记录，只有停机时操作才有效。

4.8 操作注意事项

直流开关

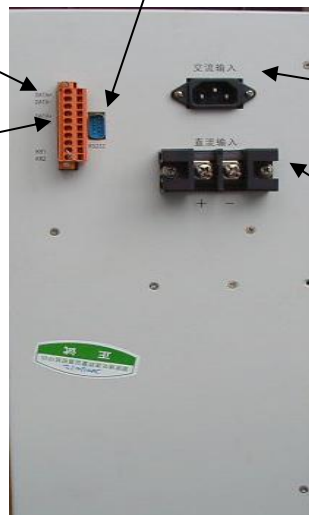


机箱开关

RS485

外控点

RS-232



机箱接线端子

4.8.1 图 3 所示开关为直流输入开关。

4.8.2 接线时请注意直流输入的正负极，按图 4 所示正确接线。

4.8.3 图 4 上的交流插座和直流输入插座不能同时供电，交流插座是蓄电池放完后，断开蓄电池输入空气开关，去掉直流输入线，再把该装置移动到计算机旁边，用交流电源提供装置工作电源，通过 RS232 口把放电数据上传到计算机。

4.8.4 图 4 端子的 DATA+和 DATA-是多台装置并机放电时使用的 RS485 通讯口，KR1 和 KR2

可接外部程控接点（如单电池过低开出信号等），控制该装置的及时停机。

4.8.5 放电时，请不要靠近装置出风口以免造成烫伤，也不要挡住进风口影响放电。

4.8.6 装置开始放电将有 1min 左右的调整时间，属正常现象。放电结束后或手动告警停机等，将进入停机倒计时 1min，此时不要立即断电关机，该装置将在这段时间内自动使其冷却。

4.9 告警：装置在出现以下三种告警时，装置将从运行状态转到放电结束状态，在告警没消失时不能启动运行，告警时蜂鸣器将鸣叫 2min，并点亮告警灯。

4.9.1 直流输入欠压保护

当直流输入电压达到设定的终止电压，产品应自动关机保护，结束此次放电。

4.9.2 直流输入过压保护

当直流输入电压超过表 1 规定的上限值电压 10V 时，产品应自动关机保护，结束此次放电。

4.9.3 外部开入保护

当产品有外部开入告警时，产品应自动关机保护，结束此次放电。

5 胶体阀控式固定型铅酸蓄电池

阀控蓄电池组选用德国阳光 60PZV-300 型阀控铅酸免维护蓄电池，337A，2V/只，共两组，每组 103 只电池。

阀控蓄电池组在正常运行中以浮充电方式运行，浮充电压值宜控制为 $(2.23 \sim 2.28) V \times N$ 、均衡充电电压值控制为 $(2.30 \sim 2.35) V \times N$ ，在运行中主要监视蓄电池组的端电压值，浮充电流值，每只蓄电池的电压值蓄电池组及直流母线的对地电阻值和绝缘状态。

5.1 阀控蓄电池的充电制度

5.1.1 均衡充电

由于充电过程中将会有部分交流成分叠加在直流电上通过蓄电池，这种交流成分以及负荷反馈的作用将会导致电池的额外温升和极板的应力变形，可能导致极板的损坏，根据系统采用均衡充电方式：因为有可能超出负荷所允许的电压，所以充电时电池必须与负荷断开进行均衡充电，最高电压 2.40V/只，最长充 48 小时充电电流不能大于 10A/100AH 额定容量。在充电过程中如果温度超过了 45℃，必须采取措施或停止充电。或转成浮充状态，令温度降下来。

温度：铅酸蓄电池的额定运行温度范围是 10℃～30℃（最好是 20℃±5℃）。过高温

度将严重缩短电池的寿命。所有的技术数据都是在额定温度 20℃条件下测出和。过低的温度会降低可用容量。温度的绝对上限是 55℃，在使用中不超过 45℃。

充电电压与温度有关：在 15℃至 25℃范围内，充电电压不必随温度的变化进行调整。如果运行温度持续不在此范围内，充电电压应予进行调整。调整的湿度系数为-0.005V/只.K，浮充使用时，应采用下述随温度而调整的充电电压：

蓄电池温度	电压（V/只）	蓄电池温度	电压（V/只）
-10℃	2.35	20℃	2.25
0℃	2.35	30℃	2.25
10℃	2.28	40℃	2.23

5.2 蓄电池的运行维护

5.2.1 要保持蓄电池始终清洁干燥以防漏电. 蓄电池的塑料部件，特别是电池盖，只能用不含任何添加剂的清水冲洗.。

5.2.2 定期检查直流屏面板上的电压表、电流表的指示值有无异常变化，在运行中应备有完整的记录。

5.2.3 每月用数字式万用表检查每只电池的端电压值。不能使电池长期处于过充电或欠充电状态。

5.2.4 电池充电后期严禁电池电压大于 2.4V/单体。

5.2.5 严禁过放电，使用过程中电池电压不得降至 1.8V/单体及以下，完全放电后，应及时对电池进行回复充电。

5.2.6 每半年检查一次连接部位是否有松动现象，并及时连接牢固。

5.2.7 高温、高湿期间，应涂抹凡士林保护接线端子及连接件，以免氧化。

5.2.8 由于电池组的电压较高，在安装使用和检修过程中应使用绝缘工具，并套好绝缘手套，防止短路与电击。

5.2.9 阀控蓄电池的温度补偿系数受环境影响，基准温度为 25℃时，每下降 1℃，单体 2V 阀控蓄电池浮充电压值应提高 3~5mV。

5.3 检验周期和检验项目

5.3.1 充电装置及蓄电池检查

5.3.1.1 充电装置外观及接线检查：

✧ 检查充电装置的硬件配置、标注及接线等。

- ✧ 检查充电装置各插件上的元器件的外观质量、焊接质量应良好。
- ✧ 检查充电装置的背板接线是否有断线、短路、焊接不良等现象，并检查背板上抗干扰元件的焊接、连线和元器件外观是否良好。
- ✧ 检查电子元件、印刷线路、焊点等导电部分与金属框架间距。
- ✧ 充电装置的各部件固定良好，无松动现象，装置外形应端正，无明显损坏及变形现象。
- ✧ 各插件插、拔灵活，各插件和插座之间定位良好，插入深度合适。
- ✧ (7) 充电装置的端子排连接应可靠，且标号应清晰正确，端子排的接地端子引至屏上的接地线应用铜螺丝钉压接，接触要牢靠，屏板应与发电厂的接地网相连。
- ✧ 切换开关、按钮、键盘等应操作灵活、无发卡现象。
- ✧ 各部件应清洁良好。

5.3.1.2 蓄电池外观及接线检查：

- 1) 每只蓄电池外观及连接片应清洁良好，无壳体膨胀、破裂、电解液渗漏。
- 2) 连接螺丝应压接连接片紧固，平垫圈与连接片间应涂上凡士林。
- 3) 不同型号、不同容量的蓄电池不能混合使用于一组蓄电池中。
- 4) 蓄电池之间、蓄电池组之间、蓄电池组与充电装置之间的连接应合理方便。
- 5) 检查每只蓄电池正、负极连接是否正确，每只蓄电池电压及蓄电池组总电压是否正常。
- 6) 检查蓄电池组与充电装置和负载之间连接的极性必须正确。
- 7) 蓄电池组应安装在干燥、清洁和通风良好的地点，应有必要的保温措施。

5.3.2 绝缘电阻及介质强度检测：

5.3.2.1 测装置各回路对地的绝缘：

进行本项试验前，应先检查装置内所有互感器的屏蔽层的接地线是否全部可靠接地，在本项检验过程中此接地线均不应断开。测绝缘电阻时，用 1000V 摇表轮流测量各回路对地的绝缘，施加摇表电压时间应不少于 5 秒，待指针达到稳定时，读取绝缘电阻值。

5.3.2.2 整个二次回路的介质强度试验：

每次进行该项试验时必须在第 5.3.2.1 条所规定的绝缘检验合格后才允许进行。

用 2500V 摇表测试绝缘电阻的方法。试验结束后，复测整个二次回路的绝缘电阻应无显著变化。

5.3.3 充电装置及蓄电池检验

5.3.3.1 交流接触器检验

交流接触器外观检查：外壳清洁完好，机械特性良好，直流电阻值正常，铭牌标志与设计图纸相符。接点无烧伤，触点动作前应有一定间隙；动作后有一定接触压力。

交流接触器动作值检查：用调压器向交流接触器施加交流试验电压，从 0V 缓慢上升至交流接触器动作，检验交流接触器的动作电压值；返回电压值；返回系数。

5.3.3.2 空气开关检验：

外壳清洁完好，触点无烧伤和接触不良现象，手动分；合闸正常，铭牌标志与设计图纸相符。

5.3.3.3 绝缘监测仪检验：

5.3.3.3.1 绝缘监测仪外观检验：外壳清洁完好，所接电源是否与绝缘监察仪铭牌标志相符，引出端子是否正确。

5.3.3.3.2 绝缘监测仪自检试验：用微机校验仪向绝缘监测仪施加试验额定直流电压，试验绝缘监测仪自检情况。用手动单步按钮，查看各绝缘电阻值的测量值，检验绝缘监测仪的显示功能及设备正常。

5.3.3.4 蓄电池检验：

5.3.3.4.1 蓄电池补充充电：投入使用前需对蓄电池补充充电。补充充电可采用 1 倍 10h 率电流或 1.25 倍 10h 率电流进行。测量环境温度，严密监视单只蓄电池的电压值，根据充电特性曲线得出充电时间。

5.3.3.4.2 蓄电池初充电：第一次充电时，测量蓄电池组中电压值最低的那只蓄电池的电压，如果该只蓄电池的电压值连续 6h 稳定不变，表明蓄电池组已充至额定容量。注意测量和监视环境温度。

5.3.3.4.3 维护检验：每周测量并记录单个蓄电池电压值，全组蓄电池电压值，蓄电池组浮充电流值和环境温度。连接柄清洁并无闪弧现象；温度正常，单个蓄电池的温度均正常。蓄电池失效主要表现为：极耳腐蚀断裂、极板硫酸化、极柱渗液和漏液、外壳鼓胀。如果出现上述故障情况，应及时查明原因并更换掉有故障的蓄电池。

5.3.3.4.4 容量检测：蓄电池的维护检验项目，只能对蓄电池组的容量和性能进行大概了解，因此需要做容量检验。浮充电停止后，测量并记录单个蓄电池电压值和全组蓄电池电压值。放电时，严格按照厂家的技术使用说明书中规定进行放电试验。

5.3.3.5 监控装置检验

5.3.3.5.1 按键和显示功能检验：

装置通电自检通过后，装置上应无异常信号。此时，LCD 屏幕显示初始状态画面。通

过键盘和 LCD，查看直流系统的参数状况；各种信息和数据。

5.3.3.5.2 设置功能检验：

通过监控模块的键盘和 LCD，在用户级内更改某些参数值，检验设置功能。在维护级内查看某些参数值及检验密码。

5.3.3.5.3 告警功能及历史纪录查看：

通过“上页”和“下页”键浏览当前所有告警信息并查看历史纪录告警信息。

5.3.3.5.4 控制功能检验：

通过监控模块的键盘和 LCD，对下级设备发出控制命令，查看下级设备动作后果，检验控制功能。

5.3.3.5.5 通讯功能检验：在做控制功能检验时，同时检验通讯功能，应通讯正常。

5.3.3.5.6 蓄电池管理：查看蓄电池状态和容量检测及限流情况等。

5.3.3.6 充电模块检验：

5.3.3.6.1 选择开关处于“自动”时：

通过查看历史纪录信息，检查充电模块处于“自动”状态时的工作情况。能自动选择限流点；自动均/浮充切换；自动充电模块启/停。

5.3.3.6.2 选择开关处于“手动”时：进行手动选择限流点；手动均/浮充切换；手动充电模块启/停检验。

5.3.3.6.3 地址选择开关查看：查看地址选择开关拨档。

5.4 装置二次回路检验：

5.4.1 电流、电压互感器及其回路检验：

检查电流、电压互感器从二次绕组至装置内部的接线是否正确；引线螺钉是否压紧。用导通法依次经过所有中间接线端子，检查二次回路所有接线是否正确，标号是否正确。

5.4.2 信号回路及把柄检验：

用导通法依次经过所有中间接线端子，检查信号回路标号是否正确。检验所有操作把柄及按钮的名称和位置标号是否正确。

5.5 整组检验：

5.5.1 稳流精度检验：

将外加试验交流电源电压调至额定电压值时，并且在直流电压为 90% U_n 、100% U_n 、115% U_n 时，用直流电流表分别检测输出直流电流值。

5.5.1 稳压精度检验：

将外加试验交流电源电压调至额定电压值时,并且在直流电流为 10% I_n 、50% I_n 、100% I_n 时,用直流电压表分别检测输出直流电压值。

5.5.2 纹波系数检验:

将外加试验直流电源电压调至额定电压值,并且在交流电压为 90% U_n 、100% U_n 、110% U_n 时,用高频电压表检测输出端子间的交流电压分量。

5.5.3 供电连续性检验:

正常运行状态下,监测控制母线的电流值、电压值和动力母线电压值均正常,并且连续可靠稳定供电。在交流电源中断,靠蓄电池供电时,监测控制母线的电流值、电压值和动力母线电压值均正常,并且连续可靠稳定供电。

5.5.4 冗余试验:

在 4 只充电模块均投入运行和 1 只充电模块退出运行的情况下,分别检测直流输出电流值、直流输出电压值、控制母线电压值均应在允许范围值内。

5.5.5 投入运行前核对参数:

通过键盘和 LCD,查看直流系统的参数状况;各种信息和数据。同时,在装置上无任何故障信号和故障信息。

5.6 每月的常规检查和测记项目:

5.6.1 测量蓄电池组端总的浮充电压

5.6.2 充电器的输出电流和电压

5.6.3 环境温度、通风条件和监测设备

5.6.4 单体/单元完整性:极柱、连接条、电池架或电池柜是否有锈蚀的痕迹

5.6.5 整体外貌和电池组、电池架或柜、放电池区及包含可能达到地方的清洁状况

5.6.6 盖的完整性,并检查单体/单元是否有裂纹或电解液泄漏

5.6.7 是否有瓶或盖过度变形

5.7 至少每六个月应测记一次下述各项:

5.7.1 电池组电压

5.7.2 数只单体/整体式电池的电压

5.7.3 数只单体/整体式电池的表面温度

5.7.4 电池室温度:如果平均浮充电压超出了+0.2V 或-0.1V,或者电池表面的温差超过了 5° K,与厂家联系。

5.8 每年的测记项目:

5.8.1 所有单体/整体式电池的电压

5.8.2 所有单体/整体式电池的表面温度

5.8.3 电池室温度

5.9 每年的目检项目：

5.9.1 螺栓连接情况

5.9.2 不带锁紧垫圈的螺栓连接必须检查紧固情况

5.9.3 通风情况

5.10 阀控蓄电池的故障及处理

5.10.1 阀控蓄电池异常

造成的原因有：充电电流过大，充电电压超过了 $2.4V \times N$ ，内部有短路或局部放电、温升超标、阀迭失灵。处理方法：减小充电电流，降低充电电压，检查安全阀体是否堵死。

5.10.2 运行中浮充电压正常，但一放电，电压很快下降到终止电压

原因是蓄电池内部失水干涸、电解物质变质。换方法是更换蓄电池。

5.11 注意事项

5.11.1 固定型密封式免维护铅酸蓄电池采用了单向限压阀密封，打开将导致损坏。

5.11.2 电池的金属件总是带电的，不要将任何物件或工具放在电池的顶部。

5.11.3 禁止在蓄电池室吸烟。不得使用明火或其它任何火源，否则有爆炸和起火的危险。

6 直流系统运行方式

6.1 I、II组直流母线分段运行，联络开关 1QS2，2QS2，试验开关 1QF3，2QF3 在断开位置。

6.2 每段直流进线电源开关和联络开关存在电气连锁关系，正常情况下只能合上一个开关，即 1QS2 在合上时，2QS2 在分闸位置；2QS2 在分闸时，1QS2 自动合闸；联络开关 1QS2，2QS2 任意一个开关合上都将直流 I、II 母线联络。母线需要并列时不必将两个电源开关都合上。

6.3 两路交流输入电源取自 400V 公用母线段，经交流配电单元选择其中一路交流输入提供给充电模块；充电模块输出稳定的直流，一方面对蓄电池组补充充电和提供合闸输出，另外通过降压单元提供控制输出，为负载提供正常的工作电流。

6.4 机组分电直流屏装设有 4 个电源进线空气开关，其中 1ZK，2ZK 为机组公用负荷进线开关，分别接自直流 I、II 段母线。机组分电直流屏上 I、II 母线没有联络开关，不能进行联络运行；3ZK，4ZK 为励磁用进线电源开关，它们之间也存在连锁关系，正常情况下只

能合上一个开关运行。

6.5 开关站直流分电屏和机组直流分电屏一样，采用两段直流母线，分别接自直流 I、II 母线，两段母线之间不能进行联络运行。

6.6 直流系统连续浮充运行超过设定的时间（可通过监控器键盘设置，出厂设置为 3 个月）或交流电源故障，蓄电池放电超过十分钟时，系统会自动启动均充；均充先以整定的充电电流进行稳流充电，当电压上升到均充电压整定值时，自动转为稳压充电。当达到预设时间时自动转为浮充运行。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

48V 直流系统检修规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是根据制造厂家许继公司提供的有关技术文件并结合本站的实际情况进行制定的。

制定本标准的目的：更好地对本站的 48V 直流系统设备进行维护试验。

本标准的内容：对 48V 直流系统设备的维护试验周期、试验项目、试验方法及要求等作了阐述。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

48V 直流系统检修规程

1 主题内容与适用范围

本标准规定了本站 48V 直流系统设备的维护试验周期、试验项目、试验方法等内容。
本标准适用于本站 48V 直流系统设备的维护试验工作。

2 引用标准

DLT 724-2000 《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》
DL/T 5161.9-2002 《电气安装工程蓄电池施工质量检验》

3 直流系统的组成、技术参数

3.1 通信电源馈电柜各元件型号参数如下表

通信电源柜 1、2		
48VDC/DC 电源模块	CAV4830	四川阿海珐电气有限公司
直流空气断路器	3VL250N 200 TM F/3P+2HS+1AS	西门子
直流空气断路器（32A）	5SJ5-C32/2P+附件	西门子
故障信号触点（FC）	5ST3020-0CC	西门子
直流空气断路器（20A）	5SJ5-C20/2P+附件	西门子
故障信号触点（FC）	5ST3020-0CC	西门子
直流空气断路器（16A）	5SJ5-C16/2P+附件	西门子
故障信号触点（FC）	5ST3020-0CC	西门子
直流隔离开关	GMG125-2000R	固安祥北京人民电器厂有限公司
信号灯	AD11-22/21-9GZ 48V 红色	
分流器	FL-200A/75mA	
电流表	SZD-3A 200A 0.5 级 75mA	大连科海
电压表	SZD-3V DC300 0.5 级	大连科海
照明灯	MD1 40W AC220	
行程开关	LXW20 AC11 3A/380V	

4 直流系统的运行方式

4.1 蓄电池的工作原理

4.1.1 蓄电池可逆反应式为： $\text{PbO}_2 + 2\text{H}_2\text{SO}_4 + \text{Pb} \rightleftharpoons \text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{PbSO}_4$ （铅酸蓄电池的电解液为稀释硫酸溶液）。可见，蓄电池在放电过程中，正、负极板上都形成了硫酸铅，由于硫酸铅导电性能差，增加极板之间的电阻，影响电池容量。电解液中的硫酸逐渐减少，水分增加，因而使电解液的相对密度降低，电池容量也就下降。在充电过程中，在正极板上的硫酸铅被硫酸根氧化失去电子而还原为二氧化铅。在负极板上的硫酸铅被氢离子还原为

铅，充电时电解液的相对密度增大，电池的内阻减小，电动势增大，相应电池容增大。

4.2 蓄电池的运行方式

4.2.1 浮充电方式：蓄电池正常运行时是在浮充电方式运行的，即将蓄电池组与充电装置并联运行，充电装置对蓄电池进行浮充电，使蓄电池容量处于额定状态。此时充电屏上的集中监控器和充电模块都设置在浮充方式。浮充电电压一般控制在 N （蓄电池个数） $\times 2.23 \sim 2.28V$ 或按厂家规定的设置值。

4.2.2 均衡充电方式(包括两个过程：恒流限压充电——恒压充电)

此方式是在蓄电池放电试验后或者充电装置长时间消失交流电，使电池长时间处在工作状态（放电状态）容量迅速降低 20%以上时，需将电池的容量快速恢复到额定值的一种运行方式。此时充电屏上的集中监控器和充电模块都在均充方式。

4.2.2.1 恒流限压充电就是充电电流设定为 10 小时放电电流 $I_{10}=20A$ ，电压限制在 N （蓄电池个数） $\times 2.30 \sim 2.35V$ 或按厂家规定的设置值的充电过程。

4.2.2.2 恒压充电就是当电池组电压上升到 N （蓄电池个数） $\times 2.30 \sim 2.35V$ 或按厂家规定的设置值时，由于电池容量上升充电电流逐渐减小，当电流小至 $0.1I_{10}=2A$ ，充电模块开始倒计时，倒计时结束后手动或自动转为浮充方式。

4.2.3 补充充电方式：为了弥补蓄电池在运行过程中，因浮充电流调整不当造成欠充，补偿不了电池自放电和漏电所造成电池容量亏损。根据设定的时间（我站设定 90 天），充电装置自动或手动进行一次恒流限压充电——恒压充电——浮充电过程。使电池容量随时为满，确保运行安全可靠。

4.2.4 放电方式

放电运行方式是指直流系统中交流电消失或直流系统中出现较大的冲击负荷电流时（如断路器合闸时），全部电流或绝大部分电流由蓄电池供给的运行方式。

4.3 直流系统的正常运行方式

4.3.1 直流系统在正常运行时是一段母线由交流逆变供给负荷，逆变装置交流进线开关 Q1 和逆变装置输出开关 Q2 在合位，联络开关 QS 在合位置。

4.3.2 整流装置和蓄电池与负荷始终处于并联状态，一边向母线供电，一边向蓄电池进行浮充电。

4.3.3 母线电压一般控制在 43.2--55.2 之间。

4.3.4 蓄电池的正常运行方式为浮充电方式，浮充电电压一般设定为 230V 。

4.3.5 蓄电池运行温度一般在 $10^{\circ}C \sim 30^{\circ}C$ 之间，最理想为 $20 \pm 5^{\circ}C$ ，运行时最高温度不能超过 $50^{\circ}C$ ，应避免运行温度持续超过 $45^{\circ}C$ 。

5 直流系统维护试验周期

5.1 点检周期：每周一次

5.2 补充充电周期：三个月一次

5.3 充放电试验周期：新安装或检修后投运前应进行一次核对性放电试验，以后每 2~3 年进行一次充放电试验，运行了 6 年以上的蓄电池应每年一次充放电试验。

6 直流系统的巡回点检项目及维护注意事项

6.1 点检项目

6.1.1 检查蓄电池外壳有否鼓肚、裂纹或电解液泄漏现象。

6.1.2 检查电池连接条固定良好，无明显变形、锈蚀及损坏现象，各部件安装端正、牢固。

- 6.1.3 检查蓄电池接线柱上有否爬酸或析出晶体状物质。
- 6.1.4 检查各电缆的连接正常，压接可靠，导线绝缘无裸露现象。
- 6.1.5 检查主监控模块、整流模块运行是否正常。
- 6.1.6 检查充电盘柜上各电压表、电流表指示是否正常。
- 6.1.7 测量单个电池的端电压及整组电池的端电压应在要求范围内，并记录各电压值。
- 6.1.8 检查调压装置、温控风机正常。
- 6.1.9 检查盘柜各二次接线紧固，无过热松动现象。
- 6.1.10 检查蓄电池柜内应通风良好，无强烈气味，柜内温度应保持在 10~30℃ 之间。

6.2 维护注意事项

- 6.2.1 擦拭电池外壳时应使用肥皂水或清水，不得使用汽油和酒精。擦拭用的布应柔软干净，不得使用易产生静电的布类（如化纤类织物）等。
- 6.2.2 在维护和测量过程中应小心谨慎，防止短路。由于整组蓄电池电压高，工作时应戴绝缘手套，穿绝缘鞋，以防电击。
- 6.2.3 运行中的蓄电池不得随意拆卸和组装，如发现有问題应上报或停电检修。
- 6.2.4 如有蓄电池电解液沾到皮肤或衣物上应立即用水冲洗，若溅入眼中，应用大量的清水冲洗并到医院治疗。
- 6.2.5 不得将蓄电池投入火中，以防发生爆炸。如遇蓄电池着火，应使用四氯化碳灭火器或干燥的沙子灭火，不得使用二氧化碳灭火器灭火，以防二氧化碳中毒。

7 蓄电池的充放电试验

- 7.1 充放电试验的目的是为了鉴定蓄电池的实际容量。
- 7.2 蓄电池充满电后，放电至终止电压为止，放电电流和放电时间的乘积叫做蓄电池的放电容量。
- 7.3 放电试验的步骤
 - 7.3.1 确认整流器、备用蓄电池组工作正常；
 - 7.3.2 使用专用工具拉开蓄电池电源保险；
 - 7.3.3 甩开蓄电池电源线；
 - 7.3.4 将蓄电池的两端分别接在放电仪，注意蓄电池的正负极；
 - 7.3.5 在蓄电池上安装在线监测装置，记录下此时单体电压、总电压、温度、湿度；
 - 7.3.6 设置放电仪放电参数。蓄电池型号为 CL-1000，因此单体蓄电池容量为 1000AH，放电时间选择：10h，终止电压：185.4V，电池节数：103 个
 - 7.3.7 合上放电仪开关，此时开始放电，记录下蓄电池放电电流，每隔 1 小时记录单体电压、总电压、放电电流。放电过程中密切注意单体电压，一旦出现单体电压小于 1.8V，应立即结束放电。
 - 7.3.8 放电结束后拉开放电仪开关，隔（1—2）h 后拆除在线监测装置的接线，恢复蓄电池的接线并记录此时单体电压、总电压，合上蓄电池保险。因为合保险时会有大电流通过，所以一定要带安全用具。

7.3.9 充电开始时注意测量蓄电池电流和单体电压，观察 1~2 小时，检查充电电流有无明显减小。

7.3.10 在放电时间未达到 8h 就出现单体电压小于终止电压 1.8V（容量不到 80%），宜再进行 1-2 次的核对性的充放电以确定电池的问题。经过 3 次全核对性放充电，蓄电池组空量均达不到额定容量的 80%以上可认为此组蓄电池使用年限已到，应安排更换。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

自动装置校验规程

某水电开发有限公司 发布

某水电开发有限公司企业标准

自动装置校验规程

1 主题内容与适用范围

本规程规定了我厂自动化元件的检验周期，项目以及检查办法。

2 术语、符号、代号

本规程中的术语、符号、代号沿用厂家说明书

3 检修周期

自动化元件的检验周期随机组检修进行

4 ZKZ-2T 转速测控装置

4.1 概述

ZKZ-2T 转速监控装置是取代目前水力发电机组转速继电器，同时兼有双路测量频率、机组转速百分比(或实际转速)、机组甩负荷及超速试验等功能的新一代机组自动化测控仪表。

ZKZ-2T 转速监控装置 集频率表、转速表、转速继电器、转速测试仪表于一体。由于其测控精度由晶振决定，不会因长期运行而变化，提高了可靠性。测控仪采用回差方式消除出口继电器抖动，对于机组刹车引起的波形畸变，则采用闭锁方式防止输出误动作，根据电厂运行需要，可以在现场方便地对 8 个转速出口值进行一定范围的整定。

该仪表具备通讯功能，软件内置标准 MODBUS 通讯规约，可以方便的与计算机接口，可作为水电厂全厂计算机监控系统的组成部分。

4.2 主要技术参数与指标

测量信号路数：二路，发电机 PT 频率值或永磁机 Ma 频率。

测量频率范围：1~100Hz

输入信号电压：0.3~250V

测量精度：非线性度<2%，转速死区<0.02%

数显内容：发电机转速百分比，发电机频率，各路输出设定值。

输出接点：J1-J8 可由用户在所定范围内整定，刹车时间可设置。

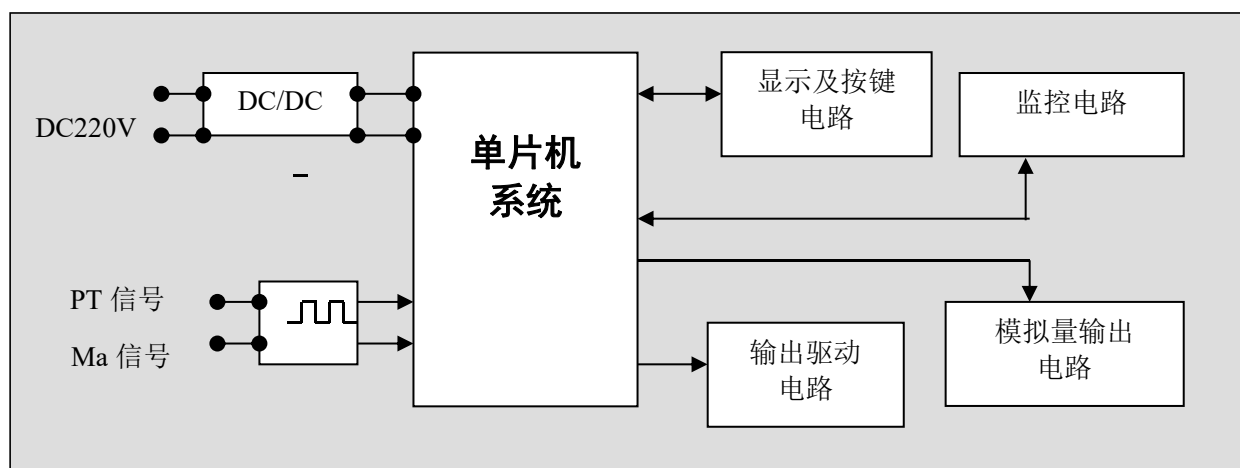
模拟量输出：4~20mA(对应于机组转速 0%ne~200%ne)

通讯内容：1 路模拟量和 8 路开关量

输出接点容量：1A/250VAC，1A/30VDC

永磁机频率： 永磁机中心频率，标准：50Hz
工作环境： 温度 0~50℃ 湿度<85%
外形尺寸： 盘装 160×80×250mm
工作方式： 连续
电源： AC85-265V 或 DC110-340V
功耗： 10W

4.3 工作原理



4.3.1 转速测量采用了高性能增强型处理器，指令执行时间为 167~333ns，具有测量精度高、实时性强的特点。

4.3.2 显示电路采用高亮度动态显示方式。

4.3.3 信号测量电路有隔离、放大、整形功能，两路信号完全独立与仪器内，无电联系，在 0.3V~250V 范围内的信号能长期可靠工作，300V 以内也能短期工作。将信号周期取入计算机内，再换算成对应的频率、转速、转速百分比及最大值等内容提供显示、记忆。

4.3.4 8 路继电器输出，8 个动作点与所设定的转速百分比对应，实测转速达到设定值时，对应输出接点动作。在停机过程中当机组转速下降残压过小，仪表采集不到信号时，J1 能设定延时接通时间。

4.3.5 监控电路能对单片机的工作情况进行监控，当上电、掉电或电压不稳定时，能保护单片机中的信息。当单片机死机时，能自动产生复位信号重新启动计算机工作，大大提高了仪器的可靠性。Flash 存储器能可靠的记忆仪表设置参数。

4.3.6 采用稳态开关电源，交、直流均可稳定工作，且电压变化不影响测控装置可靠工作。

4.4 校验：

- 4.4.1 按照规定办理工作票；
- 4.4.2 关闭 ZKZ-2T 装置的工作电源；
- 4.4.3 拔掉 ZKZ-2T 装置后面的信号输入插头；
- 4.4.4 将信号发生器的信号输出端用专用试验导线连接到 ZKZ-2T 装置后面的电气输入端 PT(+)、PT(-)上；
- 4.4.5 打开信号发生器的电源开关，观察显示屏上的频率显示值，把输出频率调节到 0Hz，打开信号发生器上的输出开关，打开 ZKZ-2T 装置后面的电源开关，信号发生器分别调至 10HZ、20HZ、30HZ、40HZ、50HZ、60HZ、70HZ、80HZ、90HZ、100HZ，分别记录以上频率的 ZKZ-2T 显示值，采样精度应 $\leq 0.01\text{HZ}$ 。
- 4.4.6 将信号发生器输出频率调至 50HZ，此时 ZKZ-2T 装置显示屏上只有>95%测点的灯亮，其它各点的指示灯均在熄灭状态；
- 4.4.7 缓慢地减小信号发生器的输出频率，观察 ZKZ-2T 装置显示屏上的>95%点的指示灯由亮变灭时，即>95%点返回时，记录下信号发生器的输出频率；
- 4.4.8 继续缓慢减小信号发生器的输出频率，依次记录下 ZKZ-2T 装置显示屏上<20%、<10%、<5%测点动作时，即各测点的指示灯点亮时，记录信号发生器相应的输出频率；
- 4.4.9 缓慢地增加信号发生器的输出频率，当 ZKZ-2T 装置显示屏上 5%、10%、20%、测点依次返回时，即各测点的指示灯熄灭时，记录下信号发生器相应的输出频率；
- 4.4.10 继续缓慢地增加信号发生器的输出频率，当 ZKZ-2T 装置显示屏上>95%、>115%、>135%各测点动作时，记录下信号发生器相应的输出频率；
- 4.4.11 缓慢地减小信号发生器的输出频率，当 ZKZ-2T 装置显示屏上>115%、>135%各测点返回时，记录下信号发生器相应的输出频率；
- 4.4.12 依次关闭 ZKZ-2T 装置的电源开关，关闭信号发生器的输出开关和电源开关；
- 4.4.13 拆除信号发生器到 ZKZ-2T 装置之间连接的专用导线，并将 ZKZ-2T 装置后面的信号输入插头复原；
- 4.4.14 打开 ZKZ-2T 装置的电源；
- 4.4.15 写好检修交待，办理工作票终结手续；
- 4.4.16 按照定值摆放的要求将工具和图纸放回原位；
- 4.4.17 分析所记录的数据，总结 ZKZ-2T 装置是否符合各测点动作、返回的要求。
- 4.4.18 效验标准：各接点动作误差不大于 $\pm 2\%$ ；对转速下降时发信号的触点，返回系数应不大于 1.3；对转速上升时发信号的触点，返回系数应不小于 0.8(二级过速信号除外)。

(DLT 619-1997 水电厂机组自动化元件及其系统运行维护与检修试验规程)

检验记录如下:

**国电新疆某水电站
ZKZ-2T 机组测速装置校验质量记录**

采样测试:

外加频率	10HZ	20HZ	30HZ	40HZ	50HZ	60HZ	70HZ	80HZ	90HZ	100HZ
采样频率										

接点动作及返回测试:

定值	5%	10%	20%	95%	115%	135%
动作值 (HZ)						
返回值 (HZ)						

使用校验仪器: 仪器送检是否合格:

结论:

(ZKZ-2T 机组转速装置校验)				
	工作负责人	一级验收人	二级验收人	三级验收人
姓名				
日期				

5 SDQ200 微机自动同期装置

5.1 技术参数

5.1.1 额定参数

5.1.1.1 工作电源

- a) 额定电压: DC220V/110 V ;
- b) 允许偏差: $-20\% \sim +10\%$ 。

5.1.1.2 交流输入

- a) 额定电压: 100V 或 $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V;
- b) 额定频率: 50Hz

5.1.1.3 功率消耗

- a) 交流电压回路 工作于额定电压时, 每相 PT 不大于 1.0VA
- b) 直流电源回路 正常工作时, 不大于 15W;
发调节命令及合闸脉冲时, 不大于 20W。

5.1.1.4 开入信号:

- a) 同期请求信号 空接点输入
- b) 断路器辅助接点输入 空接点输入

5.1.1.5 输出接点类型及容量:

所有输出接点均为空接点输出

- a) 装置掉电 DC24V, 3A
- b) 装置故障 DC24V, 3A
- c) 升、降压调节接点 AC250V, 5A
- d) 增、减速调节接点 AC250V, 5A
- e) 合闸信号接点 DC24V, 3A
- f) 合闸输出接点 DC220V

5.1.1 主要技术指标

5.1.1.1 交流过载能力

- a) 交流电压回路 1.2 倍额定电压连续工作;
- b) 直流电源回路 80%~110%额定电压, 连续工作

5.1.1.2 测量元件的准确度

- a) 电压 0.5V
- b) 频率 0.005Hz
- c) 相位 0.2°
- d) 导前时间 2ms
- e) 合闸相位准确度 2°

5.1.1.3 调节脉冲的准确度

- a) 调频脉冲 2ms

b) 调压脉冲间隔 2ms

c) 调压脉冲 2ms

d) 调压脉冲间隔 2ms

e) 调节脉冲的分辨率 1ms

5.1.1.4 允许发出合闸脉冲的电压差

装置检测运行系统和待并系统之间的电压差, 允许发出合闸脉冲的电压差整定范围为 0.1V—10.0V。当判断电压差不满足条件时, 装置内应有可靠闭锁输出的措施。

5.1.1.5 允许发出合闸脉冲的频率差 (简称频差)

装置检测运行系统和待并系统之间的频率差, 允许发出合闸脉冲的频率差整定范围为 0.01Hz—1.00Hz。当判断频率差不满足条件时, 装置内应有可靠闭锁输出的措施。

5.1.1.6 调频脉冲

装置可发出的调频脉冲宽度, 整定范围为 0.001—20s。每一个脉宽周期发出一个调频脉冲。

5.1.1.7 调频脉冲间隔

装置每隔一个脉冲间隔发出一个调频脉冲, 调频脉冲间隔整定范围为 0.1—20s。

5.1.1.8 调压频脉冲

装置可发出的调压脉冲宽度, 其整定范围为 0.001—20s。每一个脉宽周期发出一个调压脉冲。

5.1.1.9 调压脉冲间隔

装置每隔一个脉冲间隔发出一个调压脉冲, 调压脉冲间隔整定范围为 0.1—20s。

5.1.1.10 固有相角

固有相角是指运行系统电压和待并系统电压在并列后同期母线实际存在的相位差, 其整定范围为 0—360°。

5.1.1.11 导前时间

导前时间整定范围为 0.001—2S。

5.1.1.12 导前相角

本装置是以导前时间来确定合闸时刻, 导前相角最大为 60 度, 不可整定。

5.1.1.13 同期时间

同期时间是指从同期装置接受到同期请求信号到断路器完全合上所经历的时间。执行同期程序的时间如果超过该时间, 则同期装置退出同期程序。同期时间最长整定为 5000S。

5.1.1.14 通道相位

通道相位指运行系统和待并系统电压接同一个电压时, 同期装置自身测量的存在于运行系统和待并系统电压之间的相位差。通道相位可以测量, 也可以进行修改。范围为 0—360°。

5.1.1.15 自动修改导前时间标志

自动修改导前时间标志可以设置为 YES 或 NO。若选择 YES, 每一次测量导前时间后将自动进行修改并保存; 若选择为 NO, 每一次测量导前时间后将不自动进行保存, 用户可根据需要选择保存或放弃。

5.2 输入输出端子及其说明

SDQ200 微机自动准同期装置各端子布置如图 6.1 所示(背视图)。

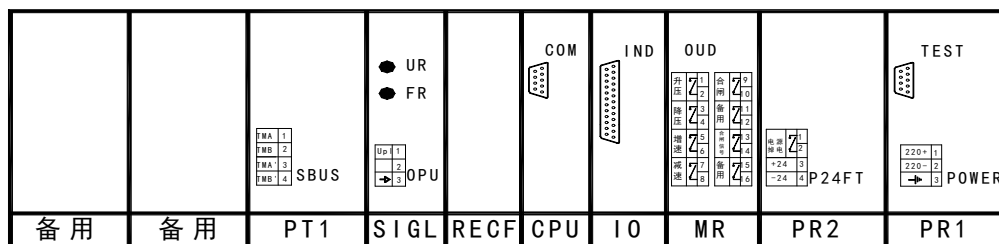


图 6.1 SDQ200 微机自动准同期装置各端子布置图

POWER: 电源插头.

1: DC220V+;

2: DC220V-;

3: GROUND;

TEST: 电源测试插头, 仅供测试用。

1: +5V;

2: -5V;

3: +15V;

4: COM;

5: -15V;

P24FT: 24V 电源插头。

1, 2: 电源掉电信号接点, 常闭接点, 容量 AC220, 阻性 0.2A 或 DC24V, 3A;

3: +24V;

4: -24V;

OUTD: 出口继电器输出, 所有接点均为无源输出。

1: 升压接点输出的正极;

2: 升压接点输出的负极;

3: 降压接点输出的正极;

4: 降压接点输出的负极;

5: 增速接点输出的正极;

6: 增速接点输出的负极;

7: 减速接点输出的正极;

8: 减速接点输出的负极;

9: 合闸接点输出的正极;

10: 合闸接点输出的负极;

11: 空;

12: 空;

13: 合闸信号接点输出的正极;

14: 合闸信号接点输出的负极;

15: 空;

16: 空;

IND: 开关量输入插头, 所有同期请求信号均为空接点输入, 同期故障接点输出容量为 DC24V, 3A。单机使用时, 仅有一个同期请求信号, 即只有接点 1, 2—16 不用。对于机组使用的同期装置, 17, 18, 19, 不用。

21, 22, 23 为所有开关量输入的正极;
1--16: 分别为 1-16 同期请求输入接点的负极;
17: 捕捉同期输入接点的负极;
18: 无压接点输入的负极;
19: 备用;
20: 断路器返回信号接点的负极;
24, 25: 同期故障接点输出的正、负极, 常开接点;
COM: 通讯插头, 仅供有特殊要求使用。

1: 0V;
2: RS232 的 RXD;
3: RS232 的 TXD;
4: 空;
5: 空;
6: RS422 输入的正端;
7: RS422 输入的负端;
8: RS422 输出的正端;
9: RS422 输出的负端;

● OPU: 脉动电压输出插头, 仅供测试用。

1: 脉动电压输出, 测试用;
2: 空;
3: 脉动电压输出地, 测试用;

SBUS: 同期母线插头, TMA、TMB 为运行系统电压, TMA'、TMB'为待并系统电压。

1: TMA;
2: TMB;
3: TMA';
4: TMB';

5.3 校验

拔除同期装置出口插件上的接线端子。使用继电保护测试仪对同期装置进行采样值和动作值的校验。首先使用调试电脑, 强制同期装置电源, 用继电保护测试仪对同期装置模拟不同的电压、频率值, 并记录其采样值; 用继电保护测试仪分别对同期装置定值的频率差闭锁值、电压差闭锁值、允许相角差进行校验, 并记录校验值。交流电压采样范围: 0V~120V, 频率采样范围: 45HZ~65HZ, 交流电压采样误差 $\leq 0.5\%$, 频率采样误差 $\leq 0.01\text{HZ}$ (SDQ200 微机手自动同期装置技术及使用说明书)。同期允许发出合闸脉冲的频率差闭锁值不超过整定值的 $\pm 10\%$, 同期允许发出合闸脉冲的电压差闭锁值不超过 $\pm 2.5\%$, 当频差周期在 2~16S 内变化时, 允许相角差不超过 $\pm 5.4^\circ$ 。(DL/T 995-2006 《继电保护和电力安全自动装置检验规程》)

检验记录如下:

国电新疆某水电站
SDQ200 微机自动准同期装置校验质量记录

电压采样值记录			
序号	给定值(V)	机端电压(U _g)	系统电压 (U _s)
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
频率采样值记录			
序号	给定值(Hz)	机频(Hz)	网频(Hz)
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
频差闭锁值检验			
系统侧频率		整定频率差	
机端侧频率		动作情况	
机端侧频率		动作情况	
误差			
系统侧频率		整定频率差	
机端侧频率		动作情况	
机端侧频率		动作情况	
误差			
电压闭锁值检验			
系统侧电压		整定电压差	
机端侧电压		动作情况	
机端侧电压		动作情况	
误差			
系统侧电压		整定电压差	
机端侧电压		动作情况	

机端侧电压		动作情况	
误差			
允许相角差检验			
实测值		实测值	

使用校验仪器：仪器送检是否合格

试验结果：

(SDQ200 微机自动准同期装置校验)				
	工作负责人	一级验收人	二级验收人	三级验收人
姓名				
日期				

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

电气设备预防性试验规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本标准是依据《电力设备预防性试验规程》(DL/T596-1996),并结合某水电站电气设备的实际情况进行制定的。

制定本标准的目的:更好地对本站电气设备进行预防性试验工作。

本标准的内容:规定了本站电气设备的预防性试验周期、试验项目、试验方法及要求。其中的有关符号、代号按照国家有关法令和标准规定。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神等相抵触的地方,则应以新颁的国家标准、行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

电气设备预防性试验规程

1 主题内容与适用范围

本标准规定了本站电气设备的预防性试验周期、试验项目、试验方法及要求。
本标准适用于本站电气设备的预防性试验工作。

2 引用标准

《电力设备预防性试验规程》(DL/T596-1996)

3 总则

3.1 电气设备的预防性试验是判断设备能否继续投入运行, 预防设备损坏及保证安全运行的重要措施。本站所有的电气设备, 应根据本标准及《电力设备预防性试验规程》(DL/T596-1996) 的要求定期进行预防性试验。

3.2 本标准的各项规定、试验接线、试验方法, 是作为现场检查设备的基本要求, 应认真执行。在维护、检修工作中, 试验人员还应执行国家及有关部门颁布的关于检修、试验、运行规程的有关规定。

3.3 坚持科学态度。对试验结果应必须全面地、历史地进行综合分析, 将试验数据与同类设备的数据进行横向比较, 与历史数据进行纵向比较, 根据数据的变化规律和趋势, 参照本规程, 对试验结果作出正确判断。

3.4 健全资料档案管理制度。每次设备试验数据都应建立验收卡和试验数据库, 以便日后的查阅、参考。验收卡应分类整理, 并把原件送档案室保存。

3.5 加强试验人员的管理。试验人员必须经过有关专业和安全方面的学习, 熟知被试设备电气原理, 熟练掌握试验仪器、仪表的原理和使用方法, 不断提高试验诊断水平。

3.6 额定电压 110KV 以下的电气设备, 应按部颁规程进行交流耐压试验(有特殊规定者除外), 110KV 及以上的电气设备, 在必要时应进行耐压试验。对于电力变压器和互感器, 在部分或全部更换绕组后, 应进行耐压试验(可以选用感应耐压, 操作波和外加耐压法)。50Hz 交流耐压试验加至试验电压后的持续时间, 凡无特殊说明者, 均为 1min, 其它耐压法的施加时间参照有关设备的试验规定执行。

3.7 进行绝缘试验时, 应尽量将连在一起的各种设备分离开来单独试验。同一试验标准的设备可以连在一起试验。为了便利现场试验工作起见, 已经有了单独试验记录的不同试验标准的电气设备, 在单独试验有困难时, 也可以连在一起进行试验。此时, 试验标准应采用连接的各种设备中的最低标准。

3.8 在进行与温度、湿度有关的各种电气试验时(如测量直流电阻、绝缘电阻、介质损耗、泄漏电流等), 应同时测量被试物和周围空气的温度、湿度。绝缘试验应在良好的天气, 且被试物温度及周围空气温度不低于+5℃, 空气相对湿度一般不高于 80%的条件下进行。

3.9 本标准中所列的绝缘电阻测量, 规定用 60S 的绝缘电阻 (R60); 吸收比的测量规定用 60S 与 15S 绝缘电阻的比值 (R60/R15)。

3.10 充油电气设备在注油后应有足够的静置时间才可进行耐压试验。静置时间如无制造厂规定, 则应依据设备的额定电压满足以下要求:

500kV 设备静置时间>72h; 220 及 330kV 设备静置时间>48h; 110kV 及以下设备静置时间>24h

4 安全注意事项

4.1 严格执行工作票制度, 至少有两人以上才能进行高压试验工作, 其中试验负责人必须是经验丰富的专业试验人员。

4.2 高压试验场所必须用有色绝缘带或安全遮栏以予隔离。非试验人员原则上禁止进入试验区域内, 如因故确需要进入, 必须经试验负责人同意, 并经试验人员交待安全注意事项后方可在试验人员指定的安全区域内活动。

4.3 试验人员要对被试设备走向非常清楚, 试验时所有可能带高电压的部位都要确认无人工作并派专人看守。

4.4 要在检查接线无误, 确认高压危险区域无人的情况下才能开始加压, 加压人员要眼观六路, 耳听八方, 充分利用嗅觉、听觉、视觉判断设备状况, 感觉到调压器有异常震动(电流过大)、闻到焦味、听到异常声音、看到放电或其他异常情况应立即快速降压。

4.5 加压时除非试验有特殊要求, 一般均应缓慢零起升压, 降压时可先慢后快, 先慢降压, 并监视电压表, 待确认是降压方向无误后方可快速降压到底。

4.6 所有加过高电压的设备都要先放电, 放电时要戴绝缘手套。对于大容量的设备(如发电机、电缆等)严禁用地线直接放电, 须先用放电棒经一定电阻放电, 待电压下降到一定程度后才能用地线直接放电。对于发电机定子直流耐压, 因电容量较大, 放电时间较长, 至少要把定子三相短路接地 30 分钟以上。

4.7 高压试验工作结束后, 试验人员应拆除自装接地短路线, 并对被试设备进行检查, 恢复试验前的状态, 经试验负责人复查无误后, 方可离开现场。

5 电气设备基本试验

5.1 测量直流电阻

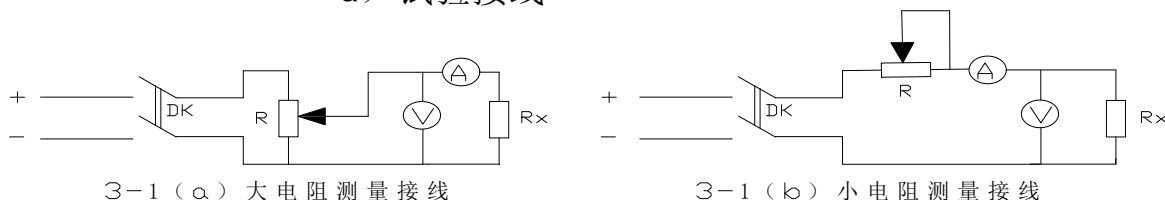
测量直流电阻的目的是检查电气设备绕组(或线圈)的质量及回路的完整性, 以发现因制造质量不良或运行中的振动和机械应力等所造成的导线断裂, 接头脱焊、接触不良、匝间短路等缺陷。另外, 对发电机和变压器进行温升试验时, 也需根据不同负荷下的直流电阻值换算出相应负荷下的温度值。

测量直流电阻, 一般可采用电压降法或电桥法。

5.1.1 电压降法

即在被测电阻上, 通以直流电流, 用电压表或毫伏表测量出被测电阻上的电压降, 然后利用欧姆定律($R=U/I$)计算被测电阻的直流电阻。

a) 试验接线



b) 仪器选择

1) 根据对电气设备测量准确度的要求, 选择使用仪表准确度的等级。一般应选用 0.5 级以上的仪表。

2) 根据试验电流大小, 选择合适量程, 以尽量满足电压、电流表均能有 2/3 刻度以上工作的要求。

3) 采用图 3-1(a) 接线时, 电流表内阻应小于被测电阻 1/500 以上, 否则被测电阻应按:

$$R_x = \frac{U_v - U_a}{I_a} = \frac{U_v - I_a R_a}{I_a} = \frac{U_v}{I_a} - R_a$$

4) 采用图 3-1 (b) 接线时, 电压表内阻应大于被测电阻 500 倍以上, 否则被测阻应按:

$$R_x = \frac{U_v}{I_a - I_v} = \frac{U_v}{I_a - U_v / R_v}$$

上两式中: R_x —被测电阻值 (Ω)

R_a —电流表内阻值 (Ω)

R_v —电压表内阻值 (Ω)

U_v —电压表读数 (V)

I_a —电流表读数 (A)

I_v —流过电压表电流

c) 测量步骤

- 1) 根据被测电阻值大小, 选择适当接线方式。
- 2) 测量时, 应先合电源开关, 待电流稳定后, 再用电压表搭测电压值。
- 3) 待电压、电流表指示稳定后, 同时读数。
- 4) 测量完毕, 应先切断电压表测量回路, 再断开电源开关。
- 5) 每一被测电阻, 最好用三个不同电流值测量三次, 计算出每次测得的电阻值后再取其平均值作为最后结果。
- 6) 记录测量时的被测电阻的温度, 以备进行温度换算时使用。

d) 注意事项

- 1) 测量仪表接线时, 应注意正负极性。
- 2) 测量时, 应使用电压稳定且容量充足的直流电流, 以防由于电流波动产生的自感电势影响测量结果的准确度。
- 3) 如被测电阻有较大电感, 则在改变测量电流时, 须先将电压表测量回路断开, 以防自感电势的冲击而造成电压表损坏。
- 4) 测量时, 应使被测电阻的温度稳定。为避免因被测电阻发热而产生较大的测量误差, 试验时通电时间不宜过长, 且试验电流不得超过试验设备额定电流的 20%。

5.1.2 电桥法。即用直流电桥测量直流电阻的方法。

a) 电桥型式的选择

- 1) 根据结构型式, 直流电桥可分为单臂电桥测量和双臂电桥测量, 10Ω 阻值以下者用双臂电桥测量。
- 2) 根据对测量准确度的要求, 选择准确等级与其相应或更高的电桥。国产直流电桥型号用 QJ 表示, 常用的单臂电桥如 QJ-23、QJ-24 等, 准确等级 0.2 级; 常用的双臂电桥 QJ-44、QJ-19 等, 准确等级为 0.2 级。

b) 测量步骤

- 1) 使用电桥时, 应先将电桥检流计的锁扣打开, 若检流计指示不在零位, 应调到零位。
- 2) 将被测电阻接到电桥线柱上。使用双臂电桥时, 电压线与电流线不能并接在一起, 电压线的连接点应比电流线的连接点更靠近被测电阻。
- 3) 根据过去测量数据, 换算出测量温度上的电阻值, 据此选择合适的比率臂, 使比率臂各档可调电阻充分地利用, 以提高读数精度。例如使用 QJ-23 型电桥时, 若被测电阻 R_x 为 6 欧姆左右, 桥臂比率应选择为 0.001。这样, 当电桥平衡时, 比率臂可调电阻 R_1 可读四位数。假定比率臂 R_1 的读数是

6432, 则被测电阻 R_x 为 6.432 欧姆, 若比率臂选择不当, 如选择为 1, 则电桥平衡时, R_1 只能读出一位数 6, 所以 R_x 也只能一位数 6。由此可知, 比率臂选择合适与否将直接影响测量结果的准确度。

4) 测量时, 应先将“电源按钮”按下并锁住(QJ-23 中的按钮 B), 然后再按“检流计按钮”(QJ-23 中的按钮 G)。此时若检流计向正方向偏转, 应加大比率臂电阻, 若向负方向偏转, 应减小比率臂电阻, 如此反复调节直至电桥平衡。调节过程中, 当电桥还未接近平衡时, 由于通过检流计的电流较大, 因此不能将检流计按锁紧, 每次测量时只能短时按下按钮, 观察平衡情况。当检流计偏转不大后, 为方便起见, 可以将检流计按钮锁紧。

5) 测量完毕, 应先松开检流计按钮, 后松开电源按钮, 以防被测电阻有较大电感时, 因电源突然断开产生的自感电势而损坏检流计。

6) 测量完毕将检流计用锁扣锁住。

7) 记录测量时的被测电阻温度, 以备进行温度换算时使用。铅线与铝线的直流电阻换算公式如下:

$$R_2 = R_1 \frac{T + t_2}{T + t_1}$$

两式中: R_1 —温度为 t_1 时的电阻值(Ω)

R_2 —换算到温度为 t_2 时的电阻值(Ω)

t_1 —测量电阻 R_1 时的温度($^{\circ}\text{C}$)

t_2 —需换算到的温度($^{\circ}\text{C}$)

T —温度换算常数(铜线 $T=234.5$; 铝线 $T=225$)

c) 注意事项

- 1) 电桥使用时须放平稳, 切忌倾斜与振动。
- 2) 被测电阻接线头要拧紧, 防止测量时因接线松脱造成电桥极端不平衡而损坏检流计。
- 3) 被测电阻电感量较大时, 应先将电源按钮按下一段时间后(时间长短由电感量大小决定); 再按检流计按钮, 以免因有感应电势而损坏检流计。
- 4) 对含有电容的设备测量时, 应先放电一段时间后(时间长短由电容大小决定)再进行测量。

5.2 测量绝缘电阻及吸收比

对被试物进行绝缘电阻试验, 一般以绝缘电阻阻值及其吸收比来计量。绝缘电阻测量, 规定用 60S 的绝缘电阻(R_{60}); 吸收比的测量, 规定用 60S 与 15S 绝缘电阻的比值(R_{60}/R_{15})。因选用的兆欧表电压低于被试物工作电压, 故此试验属于非破坏性试验, 操作安全、简便, 常用来初步检查被试设备绝缘有无受潮及局部缺陷。

5.2.1 试验方法

- a) 断开被试物的电源及拆除一切对外连接线后, 应将被试物接地放电, 放电时间至少一分钟, 对电容较大的设备, 放电至少五分钟。
- b) 用干燥、清洁的柔软布, 擦去被试物外绝缘表面(如瓷套管等的外表面)的污垢。
- c) 将兆欧表放在水平位置, 并在额定转速下调整指针到“ ∞ ”。有些型号的兆欧表, 制造厂还要求校核零值, 其方法是将兆欧表的“地”与“线”端柱短接后, 进行校正。
- d) 将被试物接地线接于兆欧表的“地”(E)端柱上。如被试物接线端可能产生表面泄漏电流时, 则应加屏蔽, 接于兆欧表“保护”(G)端柱上。
- e) 为了正确地测量一分钟的绝缘电阻和吸收比, 测量时, 应先将兆欧表摇至额定转速(约每分钟 120 转)后, 再把“L”端柱引线接于被试物上。从接触被试物时开始计时, 分别读取 15S 和 60S 时的绝缘电阻值。在整个测量过程中兆欧表转速应尽可能保持恒定。测量完毕, 仍应使兆欧表保持转速, 待测量引线与被试物分开后, 才能停止兆欧表的转动, 以防止由于被试物反充电造成兆欧表损坏。
- f) 试验完毕或重复试验时, 必须将被试物充分放电至少 1~5min。

g) 记录测量时被试物的温度和空气湿度。

5.2.2 注意事项

a) 兆欧表接线端柱引出线不要靠在一起, 另外, 如需用较长的引线才能和被试物连接时, 需有良好的绝缘支持物, 使引线与其它设备或物体隔离。

b) 测量时, 兆欧表转速应尽可能保持额定值(每分钟 120 转)并维持恒定。

c) 测量容量较大的设备的绝缘电阻时, 最初充电电流很大, 兆欧表指示数值很小, 这并不表示被试物绝缘不良, 须经过较长时间, 才能得到正确的测量结果。

d) 当所测被试物的绝缘电阻过低时, 对于能分解者, 应进行分部试验, 找出绝缘电阻最低的部分。

e) 根据不同被试物及其电压等级, 选择使用不同电压及量程的兆欧表。如一额定电压在 1000V 以上, 绝缘良好的同步发电机, 其定子绝缘电阻多在 $2500\text{M}\Omega$ 以上, 因此要求使用 2500V, 量程在 $10000\text{M}\Omega$ 以上的兆欧表。同一被试物的测量结果与以前数据相比较时, 应用同一电压等级兆欧表的测量结果。

f) 由于温度对绝缘电阻影响很大, 一般绝缘电阻值是随温度上升而减小的。原因在于当温度升高时, 其绝缘介质中的极化加剧, 电导增加, 致使绝缘电阻值降低。但由于影响绝缘电阻的因素很多, 如设备中的所用的绝缘材料特性、设备的新旧、干燥程度、测温方法等, 所以很难找出一个准确的换算系数。因此尽可能在相近温度下进行测试, 以减少由于温度换算引起的误差。

5.3 直流泄漏电流及直流耐压试验

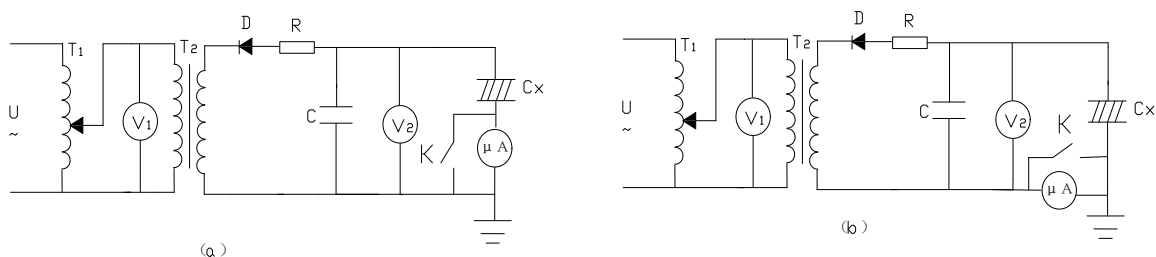
直流泄漏电流试验是测量被试设备在不同直流电压作用下的直流泄漏电流值。而直流耐压试验是被试物在高于几倍工作电压下, 历时一定时间的一种耐电强度试验。直流泄漏电流及直流耐压试验的原理与绝缘电阻试验的原理完全相同, 但是试验中所用的直流电源一般均由高压整流设备供给, 并用微安表来指示泄漏电流值。它比绝缘电阻试验的优越之处在于: 试验电压可随意调节, 可更有效地检测出绝缘受潮的情况和局部缺陷, 在试验过程中可根据微安表指示, 随时了解绝缘状况。

5.3.1 试验方法

a) 试验接线

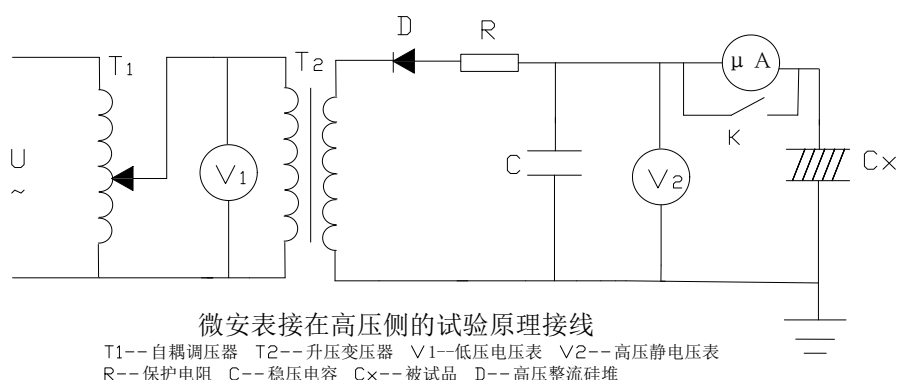
通常用半波整流获得直流高压。整流设备主要由升压变压器, 整流元件和测量仪表组成, 其中整流元件用高压硅堆。试验时, 应根据被试物及设备具体情况进行选择。

1) 整流元件用高压硅堆, 微安表在低压侧的接线。此种接线微安表处于低电位, 具有读数安全、切换量程方便的优点。当被试品的接地端与地能分开者, 采用图(a)接线; 若不能分开者, 采用图(b)的接线, 由于这种接线的高压引线对地的杂散电流将流经微安表, 而使测量结果偏大。其误差随周围环境、气候和试验变压器的绝缘状况而异。所以一般情况下, 应尽可能采用图(a)接线。



微安表接在低压侧时泄漏电流试验原理接线
(a) 被试品对地绝缘 (b) 被试品直接接地

2) 整流元件用高压硅堆, 微安表在高压侧的接线。此种接线的特点是微安表处于高压端, 对地绝缘, 因此不受高压引线对地的杂散电流的影响, 测量的泄漏电流比较准确。但微安表及从微安表至被试品的引线应屏蔽。由于微安表处于高压, 故给读数及切换量程带来不方便。接线图见下一页。



b) 主要试验仪器设备的选择

1) 试验变压器及交流电压表的选择：试验变压器应有两个高压出头，且一头套管须能承受二倍试验电压。因正常情况下，被试物直流泄漏电流很小，所以所需试验变压器容量不大，一般采用现场的电压互感器即可。

2) 交流电压表的选择：交流电压表的量程，应根据被试物的直流试验电压换算至交流低压侧的数值选择。为读数方便，最好选用多量程表，以便于泄漏试验时分段加压。

3) 整流元件：根据图示，在交流电流正半波时，整流元件导通，被试物及稳压电容上的电压等于整流后的电压，其数值为试验变输出交流电压有效值 $\sqrt{2}$ 倍，在交流电源负半波时，整流元件截止，此时稳压电容上的电压与试验变压器上的电压串联相加，使整流元件两极间要随试验变压器交流输出电压有效值的 $2\sqrt{2}$ 倍。因此，在选择整流元件时应注意，其额定反峰电压值应大于所加最高交流电压有效值的 $2\sqrt{2}$ 倍。整流元件的额定电流大于最高试验电压下，被试物及设备上可能出现的最大泄漏电流的2~3倍。

4) 稳压电容的选择：稳压电容C的电容值一般要求0.01~0.1μF，其耐压强度要求能承受最大直流试验电压值。如无合适耐压强度的电容器，可用几个电压较低的电容器串联，但须注意其绝缘强度与电压分布。稳压电容使用时应放在绝缘台上。当被试物本身电容量较大时，可以不接稳压电容。但被试物电容量较小时，如避雷器等，必须接入足够容量的稳压电容，否则将引起不允许的试验误差。

5) 保护电阻的选择：保护电阻R的作用是限制被试物击穿的短路电流，用以保护试验变压器及高压硅堆，其值可按所用高压硅堆短时的允许电流值来选择，一般可取每伏10欧姆。

6) 直流微安表的选择：根据被试物可能出现的最大泄漏电流值，选择合适量程、准确等级为0.5级以上的直流微安表。最好使用多量程微安表。以保证不同阶段试验电压下都能准确地读取泄漏电流值。

c) 试验步骤

1) 根据试验设备和被试物情况选择合适的试验接线，接线后必须经另一人检查，内容包括试验接线有无错误，各仪表量程是否合适，调压器是否处于零位等。

2) 测量电源电压值并分清电源的相、地线，电流相、地线应与单相调压器的对应端子相接。

3) 试验前，应先测量并记录被试物与接线的泄漏电流(即本身泄漏电流)。确定试验接线无异常后，再将被试物接入试验回路进行试验。从测量结果中减去试品与接线的泄漏电流值，即为被试物的实际泄漏电流值。

4) 升压前应打开微安表短路刀闸，看微安表有无指示，若指示太大，应查明原因并消除后再进行试验。

5) 试验电压一般可分成2至5级，逐段升压，待微安表指示稳定后，再读取泄漏电流值(一般为1min)。

6) 试验完毕，应先将升压回路的单相调压器退回零位并切断电源，再断开总电源。

7) 每次试验后, 必须将被试物先经电阻对地放电, 然后再直接对地充分放电。放电时, 应使用绝缘棒, 并可根据被试物放电火花的大小, 大概了解其绝缘的状况。

8) 再次试验前, 必须检查接地线是否已从被试物上移开。

5.3.2 注意事项

a) 如采用微安表在高压接线, 则支持微安表的绝缘支架要牢靠, 防止操作时发生摇摆和倒塌。

b) 与被试物连接的高压导线, 长度应尽可能短, 对地及其它接地部分应有足够的绝缘距离, 以减小杂散电流的干扰。

c) 升压过程中, 应合上微安表短路刀闸, 读取泄漏电流时再打开短路刀闸, 以保护微安表。升压时, 速度要均匀缓慢。

d) 对能分相试验的设备, 必须分相进行试验, 以便将各相试验结果相互进行比较。

e) 试验中出现异常情况时, 应立即停止试验并进行检查和处理。

f) 微安表反映出的异常现象:

1) 指针抖动: 可能是微安表有交流分量通过。若影响读数, 应检查微安表保护装置或硅堆是否有异常。

2) 指针突然冲击: 若向小方向冲击, 多是电源电压影响; 若是向大方向冲击, 多是试验回路或被试物内部有断续性放电或闪络。

3) 指针周期性摆动: 可能是试验回路中有反充或因被试物绝缘不良而产生周期性放电。

4) 指示数值过大: 应先检查试验回路接线及屏蔽是否完好, 再检查被试物是否异常, 以免误判断。

5) 指示数值过小: 应先检查高压连线是否正确, 再检查微安表保护有无分流和断线。

5.3.3 影响泄漏电流的因素

a) 被试物电容量的影响: 当被试物的电容量太小时, 所用半波整流装置将产生较大的误差, 除去由于整流不完全产生的影响外, 高压试验升压器对地电容的影响也要产生误差, 因此被试物电容量较小时, 一定要接稳压电容。

b) 高压连接导线对地泄漏电流的影响。由于连被试物的高压连接导线暴露在空气中, 当电场高于 20KV/cm 时(决定于导线的形状、直径), 沿导线表面的空气将产生游离, 对地产生一定的泄漏电流, 并经微安表形成回路(采用微安在高压侧接线时), 因此影响测量结果的准确性。增加高压导线直径、减少尖端及增加对地距离, 缩短连接线长度, 都可减少这种影响。

c) 温度的影响。高压直流试验, 同绝缘电阻试验一样, 温度对试验结果产生的影响极为显著。故测任何温度下的泄漏电流值, 应用下式换算为 75℃ 时之泄漏电流。

$$I_{75}=I_t \times 1.60.1(75-t_1)$$

对 A 级绝缘电气设备, 可用下式换算:

$$I_{t2}=I_{t1} \times e^{\gamma(t_2-t_1)}$$

γ : 温度换算系数 γ 取 0.05、0.05~0.06

I_{t1} : 温度为 t_1 时的泄漏电流值

I_{t2} : 换算至温度 t_2 时的泄漏电流值

最好在被试物温度为 30~80℃ 范围内, 进行直流试验。因为在这个温度范围内, 泄漏电流的变化较为明显, 因此对发电机要求其泄漏试验最好在停机后消除污垢前的热状态下进行。在低温时, 尤其是零度以下测量泄漏电流, 是得不到正确结果的。

d) 表面泄漏的影响: 泄漏电流有体积泄漏电流和表面泄漏电流。表面泄漏电流的大小, 主要决定于被试物的表面情况, 如表面脏污和受潮等。若绝缘没有缺陷, 而仅是表面受潮, 实际上并不会降低电气强度。在直流试验中所需测量的是体积泄漏。在恶劣条件下, 表面泄漏电流往往要比体积泄漏电流大得

多, 将使试验结果产生很大误差。为了获得比较正确的试验结果, 必须采用加屏蔽环的方法, 以消除表面泄漏的影响。

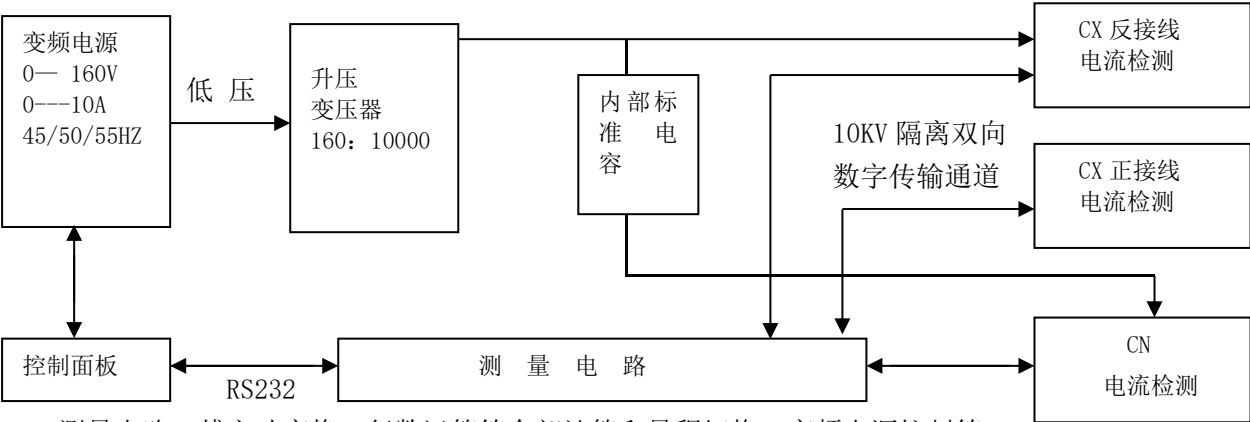
5.4 测量介质损失角正切值 $\text{tg } \delta$

绝缘中的介质损耗是以介质损失角的正切值 $\text{tg } \delta$ 表示的。通过介质损失角试验可以有效发现设备的普遍老化、绝缘受潮、充油设备的油质劣化、油泥脏污等整体绝缘缺陷，对小电容设备如套管、互感器等也能够发现绝缘内部存在气隙以及固体绝缘开裂等局部绝缘缺陷。

5.4.1 AI-6000 自动抗干扰精密介质损耗测量仪的工作原理简介。AI-6000 一体机应用于现场抗干扰测量，内置了介损电桥、变频电源、试验变压器和标准电容器，采用变频抗干扰和傅立叶变换全数字处理技术，全自动高度智能化测量，在干扰下测量数据。它的基本原理如下：

接通总电源开关主要电路通电，接通内高压开关变频电源通电，启动测量后高压设定值送到变频电源，变频电源用 PID 算法将输出缓速调到整定值，根据正/反接线和内/外标准电容的设置，测量电路自动选择输入并切换量程，测量电路共进行 32 次测量，经过排序选择一个中间值计算最终结果，测量结束。测量电路发出降压指令变频电源速降压至 0。

5.4.2 AI-6000 自动抗干扰精密介质损耗测量仪的结构框图如下：



测量电路：傅立叶变换、复数运算等全部计算和量程切换、变频电源控制等。

控制面板：打印机、键盘、显示和通讯中转。

变频电源：采用 SPWM 开关电路高效率产生大功率正弦波稳压输出。有多种保护，其中断电保护为断电时迅速将输出短路 1 秒，将能量吸收后切断输出。

升压变压器：将变频电源输出升压到测量电压，最大无功输出 1500VA/分钟。

标准电容器：测量基准，选用内 CN 时与 CN 电流检测电路接通。

CN 电流检测：用于检测内外标准电容器电流，采用继电器 5 档切换 $10 \mu\text{A} \sim 1\text{A}$ 。电流测量全部采用了 $1/V$ 转换电路使输入电阻 $< 2 \Omega$ 。

CN 正接线电流检测：只用于正接线测量， $10 \mu\text{A} \sim 1\text{A}$ ，输入电阻 $< 2 \Omega$ 。

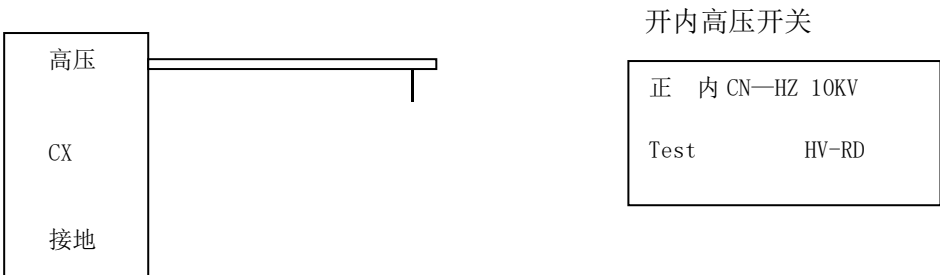
CN 反接线电流检测：只用于反接线测量， $10 \mu\text{A} \sim 1\text{A}$ ，输入电阻 $< 2 \Omega$ 。

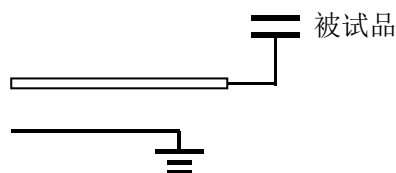
反接线高压隔离原理：采用精密 MPPM 数字调制解调器，以 64K 采样速率提供下行 $0 \sim 30\text{KHz}$ 带宽，精度 12 位，相位稳定度 $0.01\% \text{rad}(50\text{Hz})$ ，将反接线电流信号送到低压侧；1200bds 低速 RS232 通道用于双向通讯。采用两个高频磁环分别隔离上下行通道，隔离电压 15KV，并向反接线电流检测电路提供电源。

内部标准电容器校准：正接线外接一个已知容量 CN 和介损 $\text{tg } \delta \text{ N}$ 的标准电容器做试品，用 $50\text{Hz}/10\text{KV}$ 电压测量，选用内部标准电容器做标准。

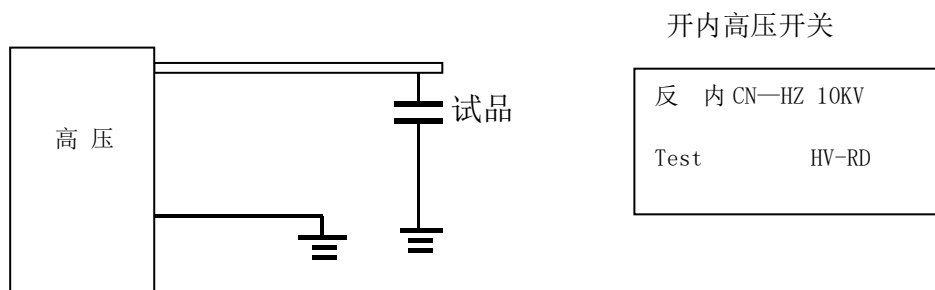
5.4.3 AI-6000 自动抗干扰精密介质损耗测量仪的使用方法。

a) 正接法：适用于两极对地绝缘的被试物。（标准正接线）





b) 反接线法：适用于一极接地的被试物。（标准反接线）



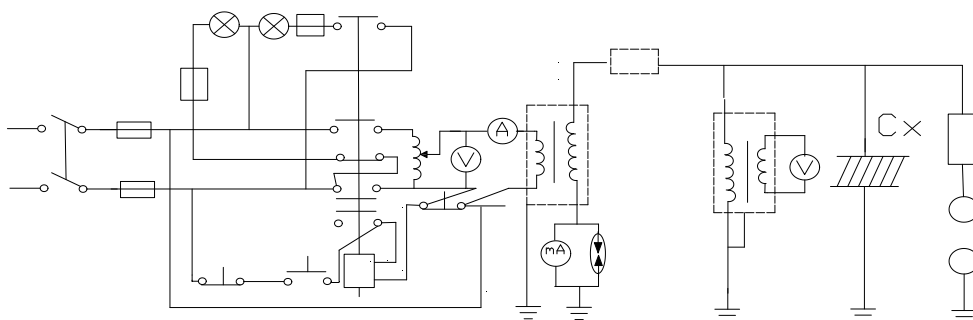
c) CVT 自激法测量(仪器待定)

5.5 交流耐压试验

对被试设备施加高于运行可能遇到的过电压数值的交流电压，并经历一段时间，以检查设备的绝缘水平。虽然直流耐压试验的试验电压也较高，但对保证设备安全运行还是不够的。因为直流电压作用下夹层介质中电压分布与电阻成正比，这与在交流电压作用下夹层介质中电压分布与电容量成反比不同。所以为进一步暴露设备缺陷，检查设备绝缘水平和最后确定设备能否投入运行，还应进行交流耐压试验。交流耐压试验能更好地模拟被试物在实际运行中承受过电压的情况，同时比起直流耐压来，往往能更有效地发现一些被试物的局部缺陷，如发电机、电动机的定子绕组槽部绝缘损伤等。由于交流耐压试验的试验电压一般比运行电压高很多，对绝缘不良的被试物来说是一种破坏性试验，因此进行此项试验前，应先进行绝缘电阻及吸收比测量、直流泄漏及耐压试验等，初步检查绝缘的状况。若发现绝缘有缺陷时，应研究处理后再进行交流耐压试验。

5.5.1 试验接线

交流耐压试验接线，应根据被试物的具体情况(试验电压及被试物的电容量等)结合现场试验设备条件选定。通常可由成套交流耐压设备组成的一般接线，有时因试验设备条件的限制(电压或容量)，也可采用组合式接线方式。



交流耐压试验接线图

5.5.2 主要试验设备的选择

a) 试验变压器的选择：试验变压器的高压侧额定电压应不低于被试物的最高试验电压，高压侧额定电流应不低于被试物的最大电容电流。被试物电容电流。被试物电容电流一般可按下式计算：

$$I_c = 2 \pi f C_x U \times 10^{-3} (A)$$

式中: I_c —被试物电容电流(A)

C_x —被试物电容量(μf)

f —试验电源频率(Hz)

U —试验电压(KV)

试验变压器所需要的容量 S 可按下式计算:

$$S \leq I_c \times U_H (\text{KVA})$$

式中: U_H —试验变压器额定电压(KV)

试验变压器是按间歇工作设计的, 故在额定电压下的工作时间是有限的。

试验变压器正常使用时, 其电流不超过其额值, 但特殊情况下, 允许短时间过负荷。当用电压互感器作为试验变压器用时, 容许三分钟内过负荷 3 至 5 倍。

b) 调压设备的选择: 调压设备的种类很多, 有自耦调压器, 感应调压器和电阻调压器等, 一般当试验变压器容量较小时, 以用自耦调压器调压为最好。试验变压器容量较大时(如 25KVA 以上), 则以用感应调压器为宜。只有当被试物的电容电流极小时(如绝缘油), 可采用电阻调压器, 一般情况下不宜使用电阻调压器进行调压。调压设备额定载流量应与试验变压器的额定输入电流相当, 但是因耐压试验不是连续负载而是间断的, 所以根据导线的发热条件, 调压设备额定载流量可以小于试验变压器额定输入电流。一般采用自耦调压器时, 其容量为 0.75~1 倍试验变压器容量即可。采用电阻调压器时其容量 > 0.4 倍试验容量即可。但采用感应调压器时, 一般要求其容量与试验变压器容量相等, 若感应调压器良好时, 可考虑 1.25 倍过荷。

c) 限流电阻 R_1 的选择, 为了限制被试物击穿时的电流, 保护试验变压器及防止故障扩大, 应在试验变压器高压侧加限流电阻 R_1 , 其数值一般取 $0.5 \sim 1 \Omega/V$ 。限流电阻可用水电阻, 其热容量应按通过的电流和阻值的大小来计算。热容量较小者也可用线绕电阻代替。采用水电阻应注意, 水不要充满管子, 应留有膨胀余地, 且要有防爆孔。

d) 保护电阻 R_2 的选择: 为了减少过压保护间隙放电时的短路电流, 使保护球隙放电时保护球隙不至烧坏, 应加保护电阻, 其阻值一般可按每伏电压 ≥ 1 欧姆计算。

e) 测量设备的选择: 被试物电容量较小时, 可在试验变压器低压侧用 0.5 级电压表测量电压, 然后利用经过校核过的试验变压器变比, 换算出高压侧电压; 被试物电容量较大时, 因电容电流较大, 将引起试验变压器的变比的改变, 使试验电压波形变化, 所以必须在高压侧直接测量电压。常用的测量方法有:

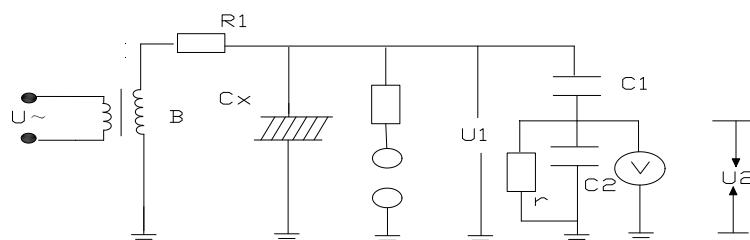
1) 试验变压器高压侧接测量电压互感器。

2) 用高压静电电压表直接测量电压: 使用时应注意, 要满足静电电压表使用技术要求。

3) 用球隙测量电压: 此方法测量准确度受外界因素影响较大, 如球极轴线偏差、球极表面光洁度、天气条件等。同时, 此方法试验结果分散性也较大, 故一般不宜在现场试验时使用。

4) 用电容分压器在高压侧直接测量电压: 其接线如图所示, 试验电压 U_1 加在 C_1 、 C_2 两端, 因 C_1 电容量比 C_2 小得多, 所以几乎全部试验电压都分布在 C_1 上, C_2 两端电压很低, 这样利用高内阻电压表 V 即可直接进行分压测量。为防止外界电场干扰的影响, 从 C_1 与 C_2 的串联部分开始直到电压表引线均采用屏蔽高频电缆。分压电容 C_2 的并联电阻 r 作用是在试验电压急剧下降时, 使 C_2 有放电回路, 消除 C_2 上的残余电荷, 保证分压器具有良好的升降特性。一般 r 值选择的原则是, 使时间常数 $\tau = rC_2 = 1 \sim 2S$ 。高压分压电容器 C_1 最好选用高压标准电容器, 一般的高压油纸电容器也可应用, 主要要求是电容

量尽量不随温度变化。低压分压电容器 C_2 可用聚苯乙烯电容器, 也可用油纸电容器。



电容分压器接线图

分压器选配好后，应用标准电压互感器进行校验，求出正确的分压比，供试验时使用。设流经电容分压器的电流为 I ，则有：

$$U_1 = I \times X_c = I \times \frac{C_1 + C_2}{W(C_1 * C_2)}$$

$$U_2 = I \times X_{c2} = \frac{I}{WC_2}$$

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{\frac{I}{WC_2}}{\frac{I(C_1 + C_2)}{W(C_1 * C_2)}} = \frac{C_1}{C_1 + C_2}$$

$$U_1 = U_2 \frac{C_1 + C_2}{C_1}$$

$$\text{因为 } C_2 \text{ 远大于 } C_1, \text{ 所以 } U_1 \approx U_2 \frac{C_2}{C_1} = KU_2$$

式中： U_1 —被试物所加的试验电压

U_2 —低压分压电容器所测得的电压

K —分压比 ($K=C_2/C_1$)

X_c —电容分压器 C_1 与 C_2 的串联阻抗

X_{c2} —电压分压器 C_2 的阻抗。

5.5.3 试验步骤

a) 试验前用兆欧表检查被试物的绝缘状况良好，并做好记录。

b) 试验前画出详细接线图，接线时应注意，布线要合理，高压部分对地应有足够安全距离，非被试部分一律可靠的接地。

c) 调整过压保护球隙，使其放电电压值为试验电压的 1.1 至 1.5 倍。调整时应拆去由试验变压器至被试物的连接线，并将毫安表短路，然后合上电源缓慢升压，直至球隙放电。如此调整三次，使三次放电电压值均接近要求的整定值，然后将电压降到试验电压值，持续 1min 球隙不应放电。在调整球隙时，还应检查过流保护动作的可靠性。

d) 恢复试验变压器与被试物间的连接线。检查自耦调压器位于零位后，即可合闸升压进行试验。升压过程中，应监视电压表。0.5 倍试验电压时，读取一次被试物的电容电流值。读数时，要打开毫安表短路刀闸，读完后重新合上短路刀闸，并注意安全。电压升至全试验电压时开始计时持续 1min，同时读取全试验电压下的电容电流值。耐压时间到后，降压至零，断开试验电源。

e) 交流耐压试验结束后，再次用兆欧表检查被试物的绝缘状况，并做好记录。

5.5.4 注意事项

a) 升压或耐压试验中，如发现下列不正常现象时，均应立即停止试验，并查明原因。

- 1) 电压表指针摆动很大；
- 2) 毫安表指示急剧增加；
- 3) 被试物绝缘烧焦或有冒烟现象；
- 4) 被试物有不正常的响声。

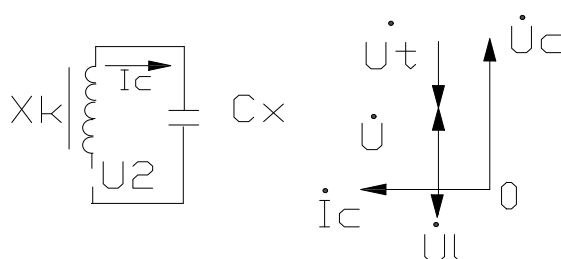
b) 试验电压波形要求：交流耐压试验要求试验电压的波形为正弦波，波形不好会使试验产生误差，甚至有时会造成谐振过电压。波形是否正弦，可借助示波器检查。也可用球隙测出的电压峰值与用交流电压表测出的电压有效值比较而知。改善试验电压波形的措施有：

1) 尽量采用星形接线中的线电压作为试验电源，以消除试验电源中的三次谐波分量。

2) 调压设备尽量采用自耦调压器或其它阻抗较小的调压装置，以减小由于漏抗压降的影响而引起的波形畸变。尽量不用电阻式调压器或感应式调压器，若利用感应式调压器，应加装滤波器。

c) 升压速度要求：交流耐压应按一定的速度由零升至全电压，不能采用冲击合闸的方法给被试物加压。具体升压速度，对不同被试物应有不同的规定。一般可按从 1/3 试验电压值至全试验电压值历时 10 至 15S 为宜，若因调压设备限制，不能做到从零起升压时，可从 1/3 试验电压下合闸升压。降压时，也应同样操作。对于充油电气设备如变压器和 PT 等，注油后应严格按本规程 3.10 之要求静置后进行耐压试验。

d) 被试物为容性负荷时的电压升高问题：试验变压器带容性负荷时，其等值电路及向量图如图所示：



试验变压器带容性负荷时的等值电路及向量图

图中：U—试验变压器高压侧电压

U2—试验变压器漏抗压降

Uc—容性负荷端电压

Ic—试验回路电流

Cx—负荷电容

Xk—试验变压器漏抗

当负荷容抗 $X_c >$ 试验变压器漏抗 X_k 时，电路中电流 I_c 基本上属于容性的，而且漏抗 X_k 上的压降 U_t 与容性负荷 C_x 上的压降 U_c 方向相反，所以在试验电压 U 的作用下，容性负荷 C_x 上的电压 U_c 将高于试验电压 U 。由向量图可知，被试物电压升高的数值与试验变压器漏抗压降相等，即可与试验变压器漏抗 X_k 成正比，也可以说与试验变压器短路阻抗百分数 Z_k 成正比。一般来讲，不同试验变压器电压升高可达 4% 至 30%，具体计算方法如下：

$$\Delta U = I_c \frac{U_e^2}{S_e} Z_k (\%)$$

式中： ΔU —被试物端部电压的升高值

I_c —在试验电压下通过被试物的电容电流

Z_k —试验变压器短路阻抗百分比

U_e —试验变压器额定电压

S_e —试验变额定容量

e) 试验回路中的谐振问题：对不同被试物进行工频耐压试验时，要求使用不同电压及容量的试验变压器，但因现场条件所限，往往不具备合适电压及容量的试验变压器，此时应注意避免试验回路中产生危害被试物绝缘的谐振现象。

1) 电压谐振：电压谐振是由于被试物电容与试验变压器漏抗产生了串联谐振。为避免产生电压谐振，要求被试物电容值为： $C < 3.18 \times 101 / X_k$ (Pf)， X_k —试验变压器漏抗与调压器漏抗之和。

由上式看出，电压谐振与试验变压器短路阻抗有直接关系，一般短路阻抗较大的试验变压器容易产

生谐振。因一般试验变压器短阻抗不是很大，故现场能满足上式条件，但当把电压互感器串联作为试验变压器使用时，应加以注意。

2) 电流谐振：电流谐振是由于试验变压器的励磁电流与被试物的电容电流而引起的并联谐振。谐振时电源供给的电流将急剧减小。如用变阻器调压时，则由于电流的减小，将使变阻器上的压降大大降低，从而使试验变压器的输入端电压增高，因此可能在试验变压器高压侧产生危及被试物绝缘的高压。若用自藕调压器调压时，因其漏抗较小，所以影响不大。选择的试验变压器符合下列条件之一时，则可避免产生电流谐振。

$$C_x > 1.3 \times \frac{S_e}{U_e^2} \times 10^{-6} (Pf) \quad ; \quad C_x < 0.08 \times \frac{S_e}{U_e^2} \times 10^{-6} (Pf)$$

式中：Se—试验变压器额定容量
Ue—试验变压器额定电压
Cx—被试物电容值

上述两条件，如用试验变压器的容量表示时，则分别为：

$$S_{cx} > 0.4 S_e \quad ; \quad S_{cx} < 0.03 S_e$$

式中：Scx—被试物的电容负荷(电容电流与试验电压的乘积)
Se—试验变压器额定容量

6 水轮发电机电气试验

6.1 预防性试验项目及技术标准

水轮发电机在新安装投入运行前，必须遵照 GB8564-88 第 12 章“水轮发电机组电气试验”所列项目、标准进行试验。在投入运行后，应结合设备检修时进行相应的电气预防性试验，对试验结果必须进行全面的、历史的综合分析和判断，为被试机组的检修、维护和继续投入运行提出意见。本站水轮发电机试验项目、周期、要求如下表：

序号	项目	周期	要求	说明
1	定子绕组的 绝电阻、吸 收比或极化 指数	1) 3 年或小修时 2) 大修前、后	1) 绝缘电阻换算至相同温度、湿度下，比初次试验数据降低 1/3 以下时，应查明原因。 2) 各相或各分支绝缘电阻的差值不应大于最小值的 100%。 3) 吸收比或极化指数：沥青浸胶及烘卷云母绝缘不应小于 1.3 或极化指数不应小于 1.5；环氧云母绝缘不应小于 1.6 或极化指数不应小于 2.0； 水内冷发电机定子绕组自行规定。	1) 采用 2500V 兆欧表, 量程一般不低于 10000MΩ。 2) 本站为环氧云母绝缘。 3) 除非有特殊原因外, 本站发电机不需做极化指数。

续前表：

序号	项目	周期	要求	说明
2	定子绕组直 流电阻测量	1) 大修时 2) 出口短路后 3) 更换绕组后	各相或各分支的直流电阻在校正了由引线的长度不同而引起的误差后，相互差别不大于最小值的 1%，此种差别与历次比较也不大于 1%。	在冷状态下测量，绕组表面温度与周围空气温度之差不应大于±3℃

3	定子绕组泄漏电流和直流耐压试验	1)大修前后 2)三年或小修时 3)更换绕组后	试验电压如下： <table><tr><td colspan="2">全部更换定子绕组并修好后</td><td>3.0Un</td></tr><tr><td colspan="2">局部更换定子绕组并修好后</td><td>2.5Un</td></tr><tr><td rowspan="2">大修前</td><td>运行 20 年及以下</td><td>2.5Un</td></tr><tr><td>运行 20 年以上者</td><td>(2.0~2.5)Un</td></tr><tr><td colspan="2">小修时或大修后</td><td>2.0Un</td></tr></table> 2)在规定的试验电压下，各相泄漏电流的差别不应大于最小值的 100%，最大泄漏电流在 20 微安以下者，相间差值与历次试验结果比较，不应有显著变化 3)泄漏电流不随时间的延长而增大		全部更换定子绕组并修好后		3.0Un	局部更换定子绕组并修好后		2.5Un	大修前	运行 20 年及以下	2.5Un	运行 20 年以上者	(2.0~2.5)Un	小修时或大修后		2.0Un	1)应在停机后清除污秽前的热状态下下进行 2)试验电压按每级 0.5 倍额定电压分阶段升高 3)泄漏电流不成比例显著增长时，应注意分析
全部更换定子绕组并修好后		3.0Un																	
局部更换定子绕组并修好后		2.5Un																	
大修前	运行 20 年及以下	2.5Un																	
	运行 20 年以上者	(2.0~2.5)Un																	
小修时或大修后		2.0Un																	
4	定子绕组交流耐压试验	1)大修前 2)更换绕组后	试验电压如下： <table><tr><td colspan="2">全部更换定子绕组并修好后</td><td>2.0Un+3000</td></tr><tr><td rowspan="2">大修前或局部更换定子绕组并修好后</td><td>运行 20 年及以下</td><td>1.5Un</td></tr><tr><td>运行 20 年以上者</td><td>(1.3~1.5) Un</td></tr></table>		全部更换定子绕组并修好后		2.0Un+3000	大修前或局部更换定子绕组并修好后	运行 20 年及以下	1.5Un	运行 20 年以上者	(1.3~1.5) Un	1)应在停机后清除污秽前的热状态下下进行 2)有条件时，可以采用超低 (0.1HZ 耐压，试验电压峰值为工频电压峰值的 1.2 倍)						
全部更换定子绕组并修好后		2.0Un+3000																	
大修前或局部更换定子绕组并修好后	运行 20 年及以下	1.5Un																	
	运行 20 年以上者	(1.3~1.5) Un																	
5	转子绕组绝缘电阻测量	1)大修中转子清扫前后 2)3 年或结合小修	绝缘电阻在室温时一般不小于 0.5MΩ		采用 1000V 兆欧表														
6	转子绕组直流电阻测量	大修时	与初次(交接或大修)所测结果比较，其差值不超过 2%		1)在冷态下进行测量 2)显极式转子绕组还应对各磁极线圈间的连接点进行测量														
7	转子绕组交流耐压试验	大修时或更换绕组后	试验电压如下： <table><tr><td>转子全部更换绕组并修好后</td><td>额定励磁电压 500V 及以下者为 10Un，但不低于 1500V；500V 以上者为 2Un+4000V</td></tr><tr><td>转子大修时及局部更换绕组并修好后</td><td>5Un，但不低于 1000V 不大于 2000V</td></tr></table>		转子全部更换绕组并修好后	额定励磁电压 500V 及以下者为 10Un，但不低于 1500V；500V 以上者为 2Un+4000V	转子大修时及局部更换绕组并修好后	5Un，但不低于 1000V 不大于 2000V	全部更换转子绕组工艺过程中的试验电压值按制造厂规定										
转子全部更换绕组并修好后	额定励磁电压 500V 及以下者为 10Un，但不低于 1500V；500V 以上者为 2Un+4000V																		
转子大修时及局部更换绕组并修好后	5Un，但不低于 1000V 不大于 2000V																		

续前表:

序号	项目	周期	要求	说明

8	转子绕组的交流阻抗和功率损耗	大修时	阻抗和功率损耗值自行规定,在相同条件下与历年数值比较,不应有显著变化	1) 在膛外对每一个转子绕组进行测量 2) 每次试验应在相同条件下、相同电压下进行,试验电压峰值不超过规定励磁电压
9	定子槽部线圈防晕层对地电位	必要时	不大于 10V	1) 运行中检温元件电位升高、槽楔松动或防晕层损坏时测量 2) 试验时对定子绕组施加额定交流相电压值,用高内阻电压表测量绕组表面对地电压值
10	轴电压测量	大修后	测值不作规定	测量时采用高内阻(不小于 100K Ω /V)的交流电压表
11	轴承绝缘电阻测量	大修时	1) 立式发电机推力轴承每一轴瓦不得低于 100M Ω ; 油槽充油并顶起转子时,不得低于 0.3M Ω 2) 所有类型的水轮发电机,凡有绝缘的导轴卡,油槽充油前每一轴瓦不得低于 100M Ω	采用 500V 兆欧表
12	测量空载特性曲线	1) 大修后 2) 更换绕组后	1) 与制造厂或初次测量数据比较,应在测量误差范围以内 2) 在额定转速下的定子电压最高值:水轮发电机为 1.5Un (以不超过额定励磁电流为限) 3) 对有匝间绝缘的电机,最高电压的试验持续时间 5min	新机交接未进行本项试验时,应在一年内做不带变压器的 1.3Un 空载特性试验
13	测量三相稳定短路特性曲线	1) 大修后 2) 更换绕组后	与制造厂或初次测量数据比较,应在测量误差范围以内	新机交接未进行本项试验时,应在一年内做不带变压器的 1.3 三相稳定短路特性试验
14	温升试验	必要时	应符合制造厂规定	如对埋入温度计测量值有怀疑时,用带电测平均温度的方法进行校核

6.2 测量绝缘电阻和吸收比

测量绝缘电阻可有效地检查绝缘物的整体是否严重受潮、脏物或开裂的贯穿性通道缺陷。测量吸收比可有效地检查出绝缘物的受潮和内部明显的局部缺陷。

6.2.1 定子绕组绝缘电阻和吸收比

a) 试验条件及使用仪器：水轮发电机定子绕组的绝缘电阻及吸收比测量，应在交接时、小修时、大修前后，工频耐压试验前后，以及机组长期停运后启动前进行。

对于额定电压为 1000V 以上的发电机，使用电压 2500V 或 5000V 及量程不低于 10000 兆欧的兆欧表。为求得测值稳定准确，尽量使用电动或整流型兆欧表。手摇式兆欧表的每分转速应控制在 120 ± 25 转。

b) 试验方法及注意事项：应分相进行，非试相应接地，试验前对被测绕组充分接地放电。启动兆欧表达额定转速，表针指向“ ∞ ”后再搭下“L”，同时启动秒表，按 15S 及 60S 分别读取兆欧值。读数完毕，应先断开“L”，然后停摇兆欧表。测量完毕或倒线时，均应将已试相接地放电，时间 $\leq 5\text{min}$ 。记录试验条件下的温度，以便分析比较。

c) 试验结果的分析判断：定子绕组每相绝缘电阻值，在换算到 100°C 时，不得低于按下式计算所得数值：

$$R = U_n / (1000 + S_n / 100) \text{ (M}\Omega\text{)}$$

在 40°C 以下时，测得的绝缘电阻吸收比 R_{60}/R_{15} ，对沥青云母绝缘不小于 1.3，对环氧粉云母绝缘不小于 1.6；各相绝缘电阻不平衡系数应不大于 2。

6.2.2 转子绕组的绝缘电阻测量：用 1000V 兆欧表，转子绕组的整体绝缘电阻不小于 $0.5\text{M}\Omega$ ；单个磁极挂装后，一般测值不小于 $5\text{M}\Omega$ ；集电环、引线、刷架绝缘电阻应大于 $5\text{M}\Omega$ 。

6.2.3 励磁回路的绝缘电阻：励磁回路绝缘电阻指励磁回路连接的所有设备（不包括发电机转子）的绝缘电阻。

6.2.4 发电机轴承的绝缘电阻：用 1000V 兆欧表，立式水轮发电机的推力轴承，每一轴瓦的绝缘电阻不得低于 $100\text{M}\Omega$ 。

6.3 测量直流电阻

6.3.1 发电机定子绕组的直流电阻

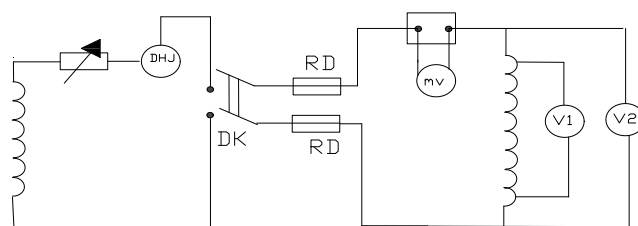
a) 仪表选择：应用 QJ44 型双臂电桥

b) 试验方法：测量时必须在电机各相对应引出端头上进行，测量电压接线必须直接接至引出端上，尽量接近定子绕组。电压和电流接线点必须分开，不允许接在一起。测量时所用的直流电源，必须有足够的容量，避免因容量不足或电压下降，影响测量准确性。绕组不同温度下测出的直流电阻应按本规程 5.1.2 条 b) 款第 7) 点所列公式进行换算比较。

c) 试验结果的分析判断：各相、各分支的直流电阻，校正由引线长度不同而引起误差后相互差别以及初次（出厂或交接时）测量值比较，相差不得大于最小值的 1%。

6.3.2 转子绕组直流电阻测量。包括绕组整体、单个磁极线圈、线圈与引线连接头的直流电阻。

a) 测量方法：采用直流压降法。接线图如下：



压降法测量转子绕组直流电阻

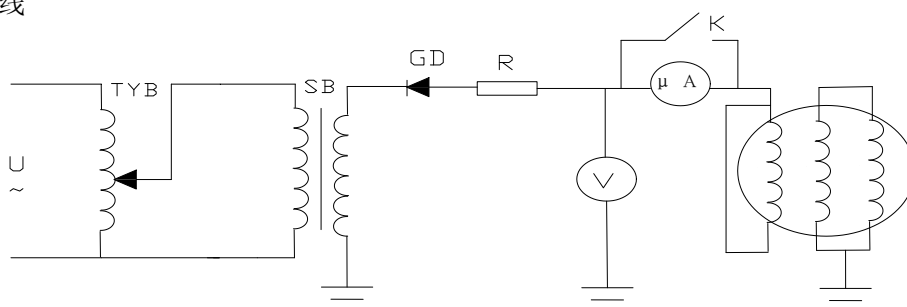
图中：DHJ—直流电焊机；RD—熔断器；V1V2—毫伏表；DK—电源开关；mv—毫伏表

b) 注意事项：通入绕组的试验电流不宜超过 20% 转子额定电流，以免发热引起测量误差。测量压降的毫伏表应加装专用探针，并以一定的压力接触于测量点。单个磁极或接头进行测量比较时，测量点位置应相同。也可多测量几点，求得平均值进行比较。

c) 试验结果的分析判断：整体绕组直流电阻测量值，应换算到同一温度下数值，与历次所测量数值进行比较，其偏差 $\geq 1\%$ 。

6.4 定子绕组直流泄漏及直流耐压试验

6.4.1 试验接线



TYB—调压器 SB—试验变压器 R—保护电阻 GD—高压硅堆 V—静电电压表 K—短路开关

6.4.2 试验方法

- 应在停机清除污秽前的势态下进行。处于备用状态时，可在冷态下进行。
- 试验电压按每级 0.5 倍额定电压分阶段升高，每阶段停留 1min，读取泄漏电流值。
- 泄漏电流随电压不成比例显著增长时，应注意分析。
- 试验时微安表接在高压侧，同时采用屏蔽以消除杂散电流的影响。

6.4.3 判断标准

- 在额定试验电压下，各相泄漏电流差别不应大于最小值的 100%；最大泄漏电流在 20mA 以下者，各相间差值与历次试验结果比较，不应有显著变化。
- 泄漏电流不随时间的延长而增大。

6.4.4 注意事项

- 试验必须分相进行，做某一相时，其余相应接地。
- 测量试验电压应用静电电压表，直接接在高压侧。
- 测试时，记录温度、湿度。

6.5 交流耐压试验

6.5.1 定子绕组耐压试验方法

- 应在停机后清除污秽前状态下进行，处于备用状态时，可在冷态下进行。
- 单相耐压，非被试相一定短路接地。

6.5.2 定子绕组耐压试验仪器：待定。

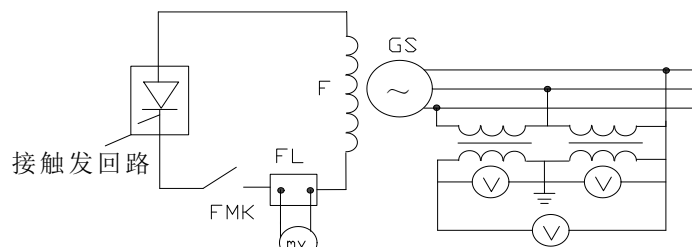
6.5.3 转子绕组交流耐压试验同一般交流耐压试验。

6.5.4 发电机和励磁回路连同所连接的所有设备(不包括发电机转子)的交流耐压试验。大修时，试验电压为 1000V，可用 2500V 兆欧表代替。

6.6 发电机空载特性试验

6.6.1 试验目的：录取空载特性曲线。即发电机的定子绕组开路，转子为额定转速时，定子电压 V 与励磁电流 i_f 的相互关系，以曲线 $V=f(i_f)$ 表示。

6.6.2 试验接线



发电机空载试验接线简图

图中：FMK—灭磁开关 FL—分流器 F—励磁绕组 GS—发电机

6.6.3 试验步骤

a) 定子部分按图接好线，转子励磁回路在分流器上接入一毫伏表，其它不变。将差动、过流、接地保护装置投入。

b) 发电机启动至额定转速且维持不变。

c) 发电机在空载状态下合上灭磁开关，通过可控硅触发回路调节柜中的电位器 MR，使励磁电流逐渐增加，使发电机升压相当于额定励磁电流的数值。(以不超过额定励磁电流为限)，并维持 5 分钟，然后逐渐减少励磁电流至零，切断灭磁开关。在电压增加或减少时，每增加或减少额定电压的 10~15%，应停留片刻，待各仪表指示稳定后，同时读取和记录仪表和转速的数值。当电压升至额定电压值附近时，测点适当增加。

d) 降励磁电流并切断灭磁开关后，发电机仍保持额定转速并在定子绕组出线端测量定子的残压。

6.6.4 判断标准

a) 与制造厂(或以前测得的)数据比较，应在测量误差范围内。

b) 对有匝间绝缘的发电机，最高试验电压下的持续时间为 5 分钟。

6.6.5 注意事项

a) 试验前，将发电机慢慢升压至额定值的 20~50%，检查三相电压是否平衡。

b) 在测量记录电压上升和下降曲线时，调节励磁电流，只允许向一个方向调节。

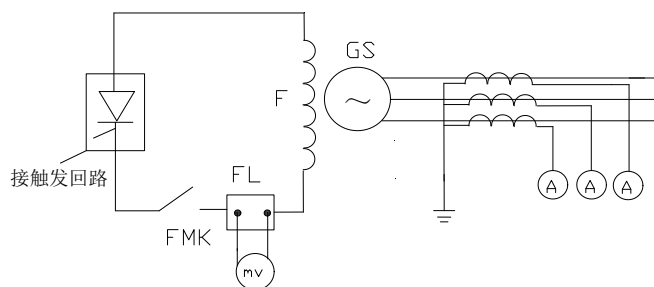
c) 试验时，发电机要保持额定转速。

d) 测量定子绕组残余电压时，灭磁开关应确认在断开位置，测量人员应戴绝缘棒手套并利用绝缘棒进行测量。

6.7 发电机三相稳定短路特性试验

6.7.1 试验目的：录取短路特性曲线。即定子绕组三相短路，在额定转速下，定子电流与励磁电流 i_f 的相互关系的特性，用曲线 $I_k=f(i_f)$ 表示。此曲线应为通过坐标原点的一条直线。

6.7.2 试验接线



发电机三相稳定短路特性试验接线简图

6.7.3 试验步骤

a) 在发电机出线端或出口断路器外侧用铜或铝排将定子绕组三相对称短路，定子测量回路按图接好线，转子励磁回路在分流器上接入一个毫伏表。

b) 将可控硅触发回路的触发脉冲的触发角调到最小(此时励磁电流应为最小)。

c) 发电机启至额定转速，且维持不变，合上灭磁开关，当在出口断路器外侧三相短路时，必须同时

合上断路器。

d) 合上灭磁开关, 手动调节励磁电流, 当定子电流达到 20%额定电流时停留, 待仪表指示稳定后同时读取各仪表的指示值, 并检查定子三相电流的对称性及转子电流是否正常, 如定子三相电流严重不平衡, 或有其他异常现象应立即断开灭磁开关, 查明原因。如果一切正常, 则继续升流, 直到定子电流升至额定电流为止。

e) 调节励磁, 使定子电流降至零, 断开灭磁开关, 拆除定子绕组的短路排。

6.7.4 判断标准: 与制造厂出厂(或以前测得的)数据比较应在测量误差范围内。

6.7.5 注意事项

a) 三相短路尽可能设在发电机的引出线端。

b) 短路排容量要足够, 短路要可靠。

c) 调节励磁至测点值, 待表针稳定后, 再同时读数。

6.8 测量轴电压

6.8.1 试验步骤

a) 将大轴接地碳刷打开。

b) 直接测量大轴对地电压。

c) 测得的数值与历次相比较。

6.8.2 注意事项: 测量用的交、直流电压表, 应尽量选择内阻大的电压表, 以减小对被测回路的影响。

7 交流电动机试验

7.1 测量直流电阻

7.1.1 使用仪表: 单、双臂电桥

7.1.2 数据分析

a) 3000 伏以上或 100 千瓦以上的电动机各相绕相直流电阻的互相差别不应超过最小值 2%。

b) 如中性点未引出的绕组, 可测其线电阻, 3000 伏以上或 100 千瓦以上的电动机线间直流电阻的差别不超过 1%。

7.1.3 注意事项

a) 测试时记录温度。

b) 比较要在同一温度(75℃)。

c) 必要时, 校正引线影响。

7.2 绝缘电阻试验

7.2.1 使用仪表: 3000 伏以下的电动机使用 1000 伏兆欧表, 3000 伏及以上的电动机用 2500 伏兆欧表。

7.2.2 试验标准

a) 额定电压为 3000 伏以下者, 常温下绝缘电阻不应低于 0.5 兆欧。

b) 额定电压为 3000 伏及以上者, 交流耐压前, 定子绕组接近运行温度时的绝缘电阻不应低于每千伏 1 兆欧, 投入运行前, 在常温下的绝缘电阻(包括电缆)不应低于每千伏 1 兆欧, 转子绕组的绝缘电阻不应低于每千伏 0.5 兆欧。

c) 容量为 500 千瓦以上的电动机应测吸收比, 吸收比值数值由出厂试验数据而定。

d) 有条件时, 最好分相测量。

7.2.3 数据分析

a) 测得数据要和历次试验数值比较, 应无明显变化。

b) 与出厂值比较, 不能降低太多。

c) 测试时记录温度。

7.3 交流耐压试验

- 7.3.1 使用仪器：试验变压器、调压器。
- 7.3.2 试验接线：与变压器交流耐压试验接线相同。
- 7.3.3 试验标准

7.3.3.1 交接及大修试验电压标准。

a) 定子绕组交流耐压试验电压标准：

额定电压 (KV)	0.4 及以下	0.5	2	3	6	10
试验电压 (KV)	1	1.5	4	5	10	16

b) 绕组式电动机转子绕组交流耐压试验标准：

绕组式转子绕组	不可逆	可逆的
交接、大修更换转子绕组及局部更换转子绕组	1.5Vk (但不低于 1000V)	3Vk (但不低于 2000V)
全部更换转子绕组后	2Vk+1000V	4Vk+1000V

注：表中 Vk 为转子静止时在定子绕组上加额定电压，在滑环上所测得的电压。

- 7.3.3.2 大修中不更换定子绕组和局部更换定子绕组，定子绕组耐压值为 1.5 倍额定电压，但不低于 1000 伏。
- 7.3.3.3 全部更换定子绕组后，定子绕组耐压为 2 倍额定电压加 1000V，但不低于 1500V。
- 7.3.3.4 绕组式电动机转子已改为直接短路者，可不作交流耐压试验。
- 7.3.3.5 低压和 100 千瓦以下不重要的电动机交流耐压试验可用 2500V 兆欧表代替。
- 7.3.3.6 交流耐压时间为一分钟。

7.3.4 注意事项

- a) 分相耐压时，非被试相与外壳一起可靠接地。
- b) 最好三相一起耐压。

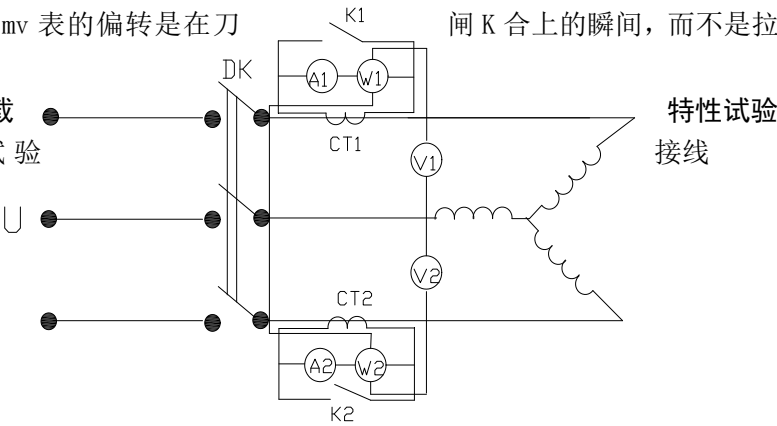
7.3.5 可变电阻器的交流耐压试验：在交接或大修时可变电阻器应进行交流耐压试验，试验电压为 1000 伏，也允许用 2500 伏兆欧表测量绝缘电阻来代替。

7.4 定子绕组极性检查

- 7.4.1 电动机在交接、接线变动以及绕组无标示时，均应检查定子绕组的极性。
- 7.4.2 要求：定子绕组的极性与连接应正确。
- 7.4.3 试验步骤：在任何一相绕组上接入 2~6 伏的直流电源，例如将绕组的始端接电源正端，而末端接电源负端，当瞬间接通电源时在其他二相绕组内将会感应出电势，电势的极性可由直流毫伏表来检查，根据感应原理，感应出来的电势方向与电流方向相反，因此，如果毫伏表的指针向增大方向偏转，则接表计正板的一端是绕组的末端，接表计负极的一端是绕组的始端。
- 7.4.5 注意事项

- a) mv 毫伏表零位最好在中央。
- b) 判断 mv 表的偏转是在刀 闸 K 合上的瞬间，而不是拉开的瞬间，断开时指针方向相反。

7.5 空载试验



异步电动机空载试验接线图

CT1、CT2—电流互感器 A1、A2—电流表
V1、V2—电压表 W1、W2—瓦特表
DK—电流开关 K1、K2—短路刀闸

7.5.2 试验所要测试的数据:

- a) 在额定电压下的损耗
- b) 在额定电压下的空载电流

7.5.3 试验步骤

- a) 按图接好线, 检查正确无误。
- b) 合上短路刀闸 K1、K2, 将电流互感器短路, 在电动机处于空载情况下, 合上电源开关 DK, 外施三相对称额定电压的对称电压。
- c) 当转速正常, 运转一段时间后, 打开二次回路刀闸 K1、K2, 同时读取电压电流及功率数值。
- d) 如果需要录取空载特性, 应用可调电压的电源供电, 试验电压从 110~130%额定值开始, 逐渐降低电压, 测量不同数值下的空载电流和空载损耗, 试验尽可能做至电压最低为止。

7.5.4 数据分析及判断:

- a) 空载电流不超过额定电流的 20~40%。
- b) 额定电压下的空载损耗值不超过原来值的 50%。

7.5.5 注意事项

- a) 为了空载损耗读数准确, 试验时, 电动机转动后, 每隔 10 分钟空载损耗读数之差与其平均值之比不超过 2%, 因此在读数前, 电动机应空载运转一段时间, 一般规定: 10 千瓦以下: 20~30 分钟, 10~100 千瓦: 30~40 分钟, 100 千瓦以上: 40~80 分钟。
- b) 试验时, 必须力求三相电源电压对称和频率稳定。
- c) 测试时, 试验电压与额定电压的偏差不应超过 $\pm 3\%$ 。
- d) 仪表量程不够时, 可采用电流、电压互感器。

8 电力变压器试验

8.1 测量绝缘电阻及吸收比

8.1.1 使用仪表: 额定电压 1000 伏以上的绕组用 2500 伏或 5000 伏兆欧表, 其量程一般不低于 10000 兆欧, 1000 伏以下者用 1000 伏兆欧表。

8.1.2 测试部位

测量顺序	双绕组变压器		三绕组自耦变压器	
	被测绕组	应接地部位	被测绕组	应接地部位
1	低压	高压及外壳	低压	高、中压及外壳
2	高压	低压及外壳	高、中压	低压及外壳
3	高压及低压	外壳	高、中、低压	外壳

8.1.3 判断标准(兆欧)

绝缘电阻(MΩ) 高压绕组电压	温度(℃)							
	10	20	30	40	50	60	70	80
3~10KV	450	300	200	130	90	60	40	25
20~35KV	600	400	270	180	120	80	50	35
60~220KV	1200	800	540	360	240	160	100	70

a) 同一变压器中压、低压绕组的绝缘电阻标准与高压绕组相同。

b) 高压绕组额定电压为 15.75 千伏的按 3~10 千伏标准。

8.1.4 结果分析：将本次测量结果与同类型变压器的数据比较，与本变压器历次测试结果比较，不应有显著降低；吸收比在 10~30℃时一般不应小于 1.3 或极化指数不低于 1.5。

8.1.5 注意事项：

a) 测试时先将被试绕组应充分放电，测试完好应先放电后改线；防止大容量变压器发生反击兆欧表及测试人员，测量时记录温度。

b) 尽量在油温低于 50℃时测量，不同温度下的绝缘电阻一般可按下式换算：

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad (R_2、R_1 \text{ 分别为 } t_1、t_2 \text{ 时的绝缘电阻值})$$

8.2 测量绕组连同套管的泄漏电流

8.2.1 使用仪器：直流高压发生器。

8.2.2 测试部位：与测量绝缘电阻一样。

8.2.3 试验电压标准：

测定泄漏电流的试验电压标准

绕组额定电压 (KV)	3	6~20	35	60~220	500
直流试验电压 (KV)	5	10	20	40	60

8.2.4 结果分析比较：相同类型变压器器比较，本变压器历次数值比较，不应有显著变化，测量时记录温度。

8.2.5 注意事项：泄漏电流值应在施加到试验电压一分钟后读取。

8.3 测量绕组连同套管一起的介质损耗因数 $\tan \delta$

测定变压器绕组连同套管的介质损耗因数 $\tan \delta$ ，主要用于判断整体绝缘受潮、绝缘老化等普遍性缺陷以及油质劣化、绕组上附着油泥等较严重的缺陷。

8.3.1 使用仪器：AI—6000 自动抗干扰精密介质损耗测量仪

8.3.2 测量接线：

a) 正接法：适用于两极对地绝缘的被试物(标准正接线图参见本规程 5.4.3)

b) 反接法：适用于一极接地的被试物(标准反接线图参见本规程 5.4.3)

8.3.3 油浸电力变压器绕组的 $\tan \delta$ 允许值(%)

a) 测量变压器 $\tan \delta$ 时的试验电压：

绕组额定电压 (KV)	10KV 以下	10KV 及以上
测量电压 (KV)	额定电压	10

b) 20℃时 $\tan \delta$ 不大于下列数值：

电压等级	330~500KV	66~220KV	35KV 及以下
$\tan \delta$ (%)	≥ 0.6	≥ 0.8	≥ 1.5

8.3.4 结果分析：同类型比较、与历次数值比较，不应有显著变化（一般不大于 30%）。

8.3.5 注意事项：

- a) 测量时, 被测试的各相出线套管处必须短路, 非被试绕组应全部短路接地。
- b) 尽量在油温低于 50℃时测量, 不同温度下的 $\tan \delta$ 值一般可按下式换算:

$$\tan \delta_2 = \tan \delta_1 \times 1.3^{(t_1 - t_2)/10} \quad (\tan \delta_2、\tan \delta_1 \text{ 分别为 } t_1、t_2 \text{ 时的 } \tan \delta \text{ 值})$$

8.4 测量绕组连同套管引线一起的直流电阻

8.4.1 使用仪器: 3393 变压器直流电阻测试仪。

8.4.2 测试数据分析:

a) 1600 千伏安以上的变压器, 各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%, 无中性点引出的线间差别应不大于三相平均值的 1%。

b) 1600 千伏安及以下的变压器, 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%。

c) 测量的相间差与以前出厂或交接时, 相应部位测得值比较, 其变化也不应大于 2%。

8.4.3 测试部位

a) 大修时, 应在各侧绕组的所有分接头位置上测量。

b) 对无励磁调压, 运行中更换分接头位置后和 1~3 年一次的测量时, 只在使用分接头位置上测量。

c) 对有载调压, 所有分接头位置均应测量。

8.4.4 注意事项: 不同温度下测出的直流电阻应按本规程 5.1.2 条 b) 款第 7) 点所列公式进行换算比较。

8.5 绝缘油耐压试验

8.5.1 使用仪器: 油耐压试验器、标准油杯。

8.5.2 耐压标准: 不小于 35 千伏。耐压值取三次平均值。

8.5.3 注意事项: 油样倒入油杯中, 一定要静放 10~30 分钟, 油中不存在气泡为准。

8.6 绕组所有分接的电压比

测量变压器的电压比是为了验证分接开关指示位置内外是否一致、是否与铭牌相符合、分接引线装配是否正确, 电压比的准确程度, 是提供能否并列运行的依据。

8.6.1 使用仪器: 待定。

8.6.2 注意事项:

a) 新装及大修后的变压器应在所有分接位置下测量电压比, 运行中的变压器一般只测量运行分接位置的电压比。

b) 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。

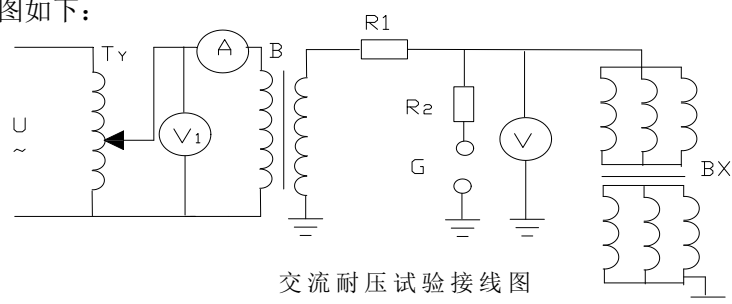
c) 电压 35KV 以下, 电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差为 $\pm 1\%$; 其它变压器: 额定分接电压比允许偏差为 $\pm 0.5\%$, 其它分接的电压比应在变压器阻抗电压值 (%) 的 1/10 以内, 但不得超过 $\pm 1\%$ 。

8.7 绕组连同套管一起对外壳的交流耐压试验

工频交流耐压试验, 对考核变压器主绝缘强度、检查局部缺陷, 具有绝对性的作用。采用这种试验能有效地发现线圈主绝缘受潮、开裂、或在运输过程中, 由于振动引起线圈松动、移位、造成引线距离不够以及线圈绝缘上附着污物等情况。

8.7.1 使用仪器: 工频交流试验变压器。

8.7.2 试验接线简图如下:



交流耐压试验接线图

注: TY——调压器 B——试验变压器 R1、R2——限流电阻
G——保护球隙 BX——被试变压器 V——静电电压表

8.7.3 试验电压值:

额定电压(KV)	3	6	10	15	35	110	220
最高工作电压(KV)	3.5	6.9	11.5	17.5	40.5	121	252
出厂试验电压(KV)	18	25	35	45	85	200	400
交接、大修试验(KV)	15	21	30	36	72	170	340

注: 该项试验一般只适用于绕组为全绝缘的变压器; 对于分级绝缘的变压器只能用来对中性点的绝缘进行考核。

- a) 全部更换绕组绝缘后, 一般应按上表出厂试验电压进行; 局部更换绕组和定期试验时按出厂试验电压值的 0.85 倍。
- b) 对于 110KV 及以上更换绕组的变压器, 如有条件, 可采用倍频感应法进行耐压。

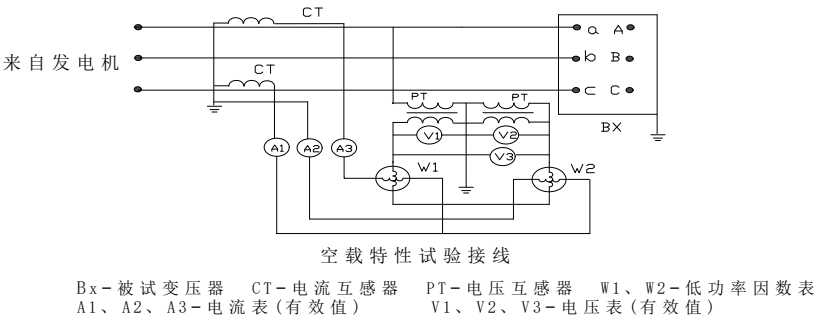
8.7.4 注意事项:

- a) 限流电阻 R1、R2 按每伏一欧姆选取。
- b) 升压速度不能过快, 特别是快接近试验电压值时, 不要过压。
- c) 所有仪器、设备外壳均应可靠接地。耐压完后, 一定要先降压, 再切断电源, 试验变压高侧接地后, 才能改接线, 在耐压前, 要空试, 调球隙距离。
- d) 要特别注意人身安全, 在耐压时, 所有人员不得接近高压部分。

8.8 空载特性试验

8.8.1 使用仪器: 电流、电压互感器 电流、电压表 低功率因数表等。

8.8.2 试验接线



8.8.3 试验步骤

- a) 按图接好线, 检查正确无误。
- b) 将所有仪表量程置于合格档。
- c) 慢慢升压, 分别在 25%、50%、75%、100%试验电压读取四组全试验数值(试验电压为额定运行电压)。
- d) 试验读数完毕, 降压、切断电源。

8.8.4 测试数据及分析

- a) 本试验测试空载损耗和空载电流两个数据。
- b) 试验结果与出厂试验值相比无明显变化。

8.8.5 注意事项

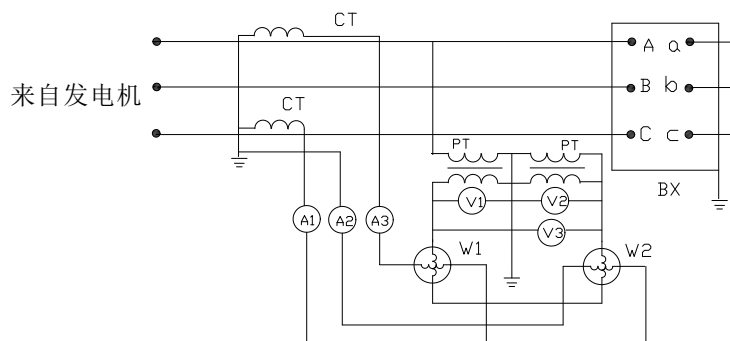
- a) 试验电源波形畸变率不应超过 5%。
- b) 读表统一听专责人指挥, 同时读表。
- c) 空载试验一般在低压侧加压。

d) 三相试验无条件时, 可用单相全相电压试验。

8.9 负载特性试验

8.9.1 使用仪器: 电流、电压互感器 电流、电压表 低功率因数表等。

8.9.2 试验接线如下图:



短路特性试验接线

Bx-被试变压器 CT-电流互感器 PT-电压互感器 W1、W2-低功率因数表
A1、A2、A3-电流表(有效值) V1、V2、V3-电压表(有效值)

8.9.3 试验步骤

- 按图接好线, 检查正确无误。
- 将所有仪表置于合适量程。
- 慢慢升压, 使电流值达到额定电流的 25%或 50%或 75%或 100%, 读表记录。
- 降压、切除电源。
- 数据处理, 非额定电流下的数值应折算至额定电流下。

8.9.4 测试数据及分析

- 本试验主要测试负载损耗和阻抗电压。
- 测试结果, 与出厂试验比较无大的变化。

8.9.5 注意事项

- 读表要准, 统一听专人指挥。
- 要进行容量验算。
- 测试时记录温度, 比较结果要换算到同一温度下。
- 无条件时可在小于 1/4 额定电流下进行测量。

9 互感器试验

9.1 绝缘电阻测试

9.1.1 使用仪表: 一次绕组用 2500 伏兆欧表, 兆欧表的量程最好不低于 10000 兆欧; 二次绕组用 1000 伏或 2500 伏兆欧表。

9.1.2 判断标准: 绝缘电阻值可根据出厂值而定, 与历次测试值比较不应有显著的变化。

9.1.3 注意事项

- 测量时, 非被试绕组与外壳应短路接地。
- 兆欧表使用注意事项同前。

9.2 20 千伏及以上互感器一次绕组连同套管的介质损耗 $\tan \delta$ 测定

9.2.1 使用仪器: AI-6000 自动抗干扰精密介质损耗测量仪。

9.2.2 数据标准

- 电压互感器的 $\tan \delta$ 值 (%) 应不大于下表中的数值:

温度（℃）		5	10	20	30	40
35KV 以上	大修后	1.0	1.5	2.0	3.5	5.0
	运行中	1.5	2.0	2.5	4.0	5.5

b) 电流互感器 20℃时的 tg δ 值 (%) 应不大于下表中的数值：且与历年数据比较，不应有显著变化。

电压等级 (KV)		220
大修后	油纸电容型	0.7
运行中	油纸电容型	0.8

9.2.3 注意事项

- a) 试验时二次线圈应接地。
- b) 串级式电压互感器必要时应测量绝缘支架的 tg δ 值，参考标准不大于 6%。
- c) 电容型电流互感器主绝缘电容量与初始值或出厂值差别超出±5%范围内应查明原因；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%。

9.3 测量直流电阻

- 9.3.1 使用仪器：单、双臂电桥。
- 9.3.2 测量部位：电压互感器一、二次绕组直流电阻，电流互感器二次绕组直流电阻。
- 9.3.3 判断标准：与制造厂或以前测得的数值比较，应无明显差别。

9.4 变比及极性检查

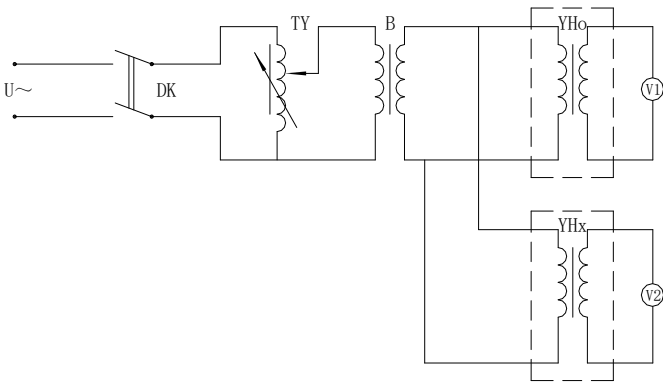
- 9.4.1 使用仪器：电源开关、单相调压器、试验变压器、标准电压互感器、电压表。
- 9.4.2 电压互感器变比检查：
 - 9.4.2.1 试验接线：见下页“电压互感器变比检查试验接线图”。
 - 9.4.2.2 试验步骤：

按图接好线，试验时，被试互感器一次侧和标准互感器一次侧并联，二次侧各接一只 0.5 级及以上的电压表，由单相调压器通过试验变压器向互感器一次侧施加电压。
 操作调压器升压，达到互感器的额定电压，同时读取两电压表的读数分别为 V。和 Vx，降压断电。
 整理数据：被试电压互感器的实际变比为：

$$Kr=K。 \times V。 /Vx$$

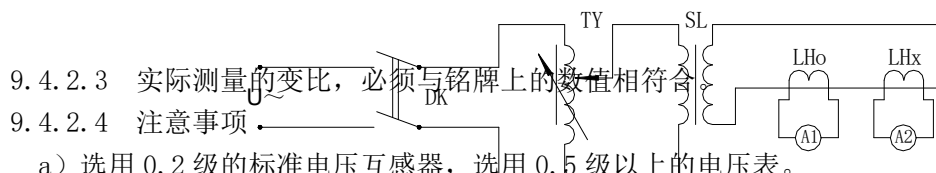
$$\text{变比差值为: } \Delta K\%=\frac{Ke - Kx}{Ke}100 \%$$

式中：K。—标准互感器变化
 V。—标准互感器的电压
 Vx—被试互感器的电压
 Ke—被试互感器的额的额定变比



电压互感器变比检查试验接线图

注：DK—电源开关； TY—单相调压器
 B—试验变压器； YHo—标准电压互感器
 YHx—被试验电压互感器； V1、V2—电压表



9.4.2.3 实际测量的变比, 必须与铭牌上的数值相符合

9.4.2.4 注意事项

a) 选用 0.2 级的标准电压互感器, 选用 0.5 级以上的电压表。

b) 电压互感器二次侧严禁短路。

9.4.3 电压互感器的极性检查

9.4.3.1 试验接线:

电流互感器变比检查试验接线图

注: DK—电源开关;

TY—单相调压器

SL—升流器;

LHo—标准电流互感器

YHx—被试验电流互感器;

A1、A2—电流表

9.4.3.2 试验步骤

a) 按图示接好试验接线

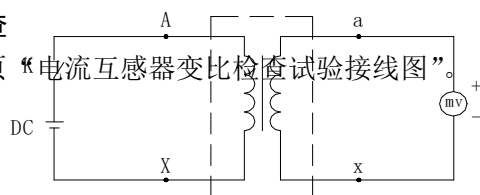
b) 试验时用 1.5~3.0 伏干电池, 正极接一次绕组 A 端, 负极接一次侧绕组 X 端, 直流毫伏表或毫安表的正极接二次侧 a 端, 负极接二次侧 x 端。

c) 当刀闸合上瞬间, 如果表针指向正的方向摆动, 而拉开刀闸的瞬间, 表针向负的方向摆动则接电池正极的端子与接表计的正极的端子是同极性的, 这两个端子就为同极性端子。

9.4.3.3 注意事项: 试验时毫伏表的零位最好在表盘中央, 多做几次确认无误。若试验结果与铭牌或外壳上的标示不一致, 则可经第二人再次试验, 以确认试验结果的正确性。确属铭牌标示错误, 应按实际试验结果予以更正。

9.4.4 电流互感器变比检查

9.4.4.1 试验接线: 见下页 “电流互感器变比检查试验接线图”。



直流法测定电压互感器的极性

9.4.4.2 试验步骤:

a) 按图接好线, 接线时将试验电流互感器与标准电流互感器一次侧串联, 二次侧各接一电流表。

b) 使用调压器进行升流, 由升流器 SL 在一次侧供给电流, 把电流升到互感器的额定电流值, 同时读取两电流表数值 I_0 与 I_x , 降压、断电。

c) 数据整理：被试电流互感器的实际变比：

$$K = \frac{K_o * I_o}{I_x}$$

$$\text{变比差值为：} \Delta K\% = \frac{K_e - K}{K_e} 100\%$$

式中：K_o、I_o—标准电流互感器的变比和电流值

K、I—被试电流互感器的变比和电流值

K_e—被试电流互感器的额定变比

9.4.4.3 要求：实测出的变比与铭牌上的数值相比之差应在测试误差范围内。

9.4.4.4 注意事项

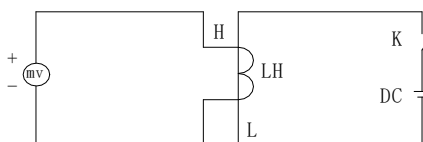
a) 标准电流互感器与被测电流互感器的变比尽可能相同。

b) 标准电流互感器要求 0.2 级。

c) 测试时，二次侧严禁开路。

9.4.5 电流互感器的极性测定

9.4.5.1 试验接线：



直流法测定电流互感器的极性的试验接线

9.4.5.2 试验步骤

a) 按图接好线，并检查确认无误。

b) 当刀闸开关 K 接通时，如表计向正方向摆动，那么电池正极所接端子和 mv 表正极所接端子是同极性端子，如表指针向负方向摆动，则为异极性端子。

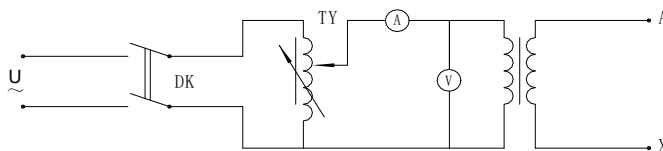
9.4.5.3 注意事项：试验时 mv 零位最好在中央，多做几次确认无误。若试验结果与铭牌或外壳上的标示不一致，则可经第二人再次试验，以确认试验结果的正确性。确属铭牌标示错误，应按实际试验结果

予以更正。

9.5 励磁特性试验

9.5.1 电压互感器的励磁特性试验方法

9.5.1.1 试验接线：



电压互感器空载特性试验接线

注：DK--电源开关；

TY--单相调压器

9.5.1.2 所测数值

a) 测出电压互感器的伏安特性曲线。

b) 测出额定电压下的空载电流。

9.5.1.3 试验步骤

- a) 按图接好线，确认无误后二次侧加压，一次侧开路。
- b) 调节调压器升压至额定电压的 1.0~1.3 倍，在升压过程中，记录十多组电流、电压值，在额定电压值附近多记几组，记录额定电压下的空载电流。
- c) 将对应的电流、电压值的坐标画在坐标纸上，得出好多点，将各点用平滑曲线连起来，即得 A—V 曲线。
- d) 分析数据，结束试验。

9.5.1.4 注意事项：

- a) 进行励磁特性试验时，由于铁芯磁化特性曲线的特点，加压过程中不能够有降压的操作，以免特性曲线不准确。
- b) 测得的伏安特性曲线与过去或出厂的伏安特性曲线比较，电压不应有显著降低。若有显著降低，应检查二次绕组是否存在匝间短路。

9.5.2 电流互感器励磁特性试验方法

9.5.2.1 使用仪器：单相调压器、低内阻电压表、电流表、试验导线。

9.5.2.2 试验接线

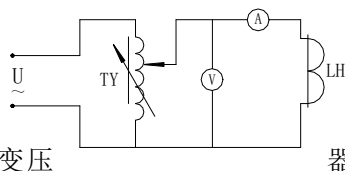
9.5.2.3 试验步骤：

- a) 按图接好试验导线，一次侧开路，确认无误后二次侧加压。
- b) 调节调压器，按电流数据分段上升，每一点读取相应的电流和电压值，直到饱和为止，试验后根据记录绘出特性曲线。
- c) 试验完后，降压断电。

9.5.2.4 注意事项：

- a) 进行励磁特性试验时，由于铁芯磁化特性曲线的特点，加压过程中不能够有降压的操作，以免特性曲线不准确。
- b) 测得的伏安特性曲线与过去或出厂的伏安特性曲线比较，电压不应有显著降低。若有显著降低，应检查二次绕组是否存在匝间短路。

c) 电流互感器的伏安特性试验，



只对继电保护有要求的二次绕组进行。

9.6 交流耐压试验

9.6.1 使用仪器：工频交流试验变压器。

9.6.2 试验电压标准

电流互感器励磁特性试验接线

9.6.2.1 电压互感 注：TY—单相调压器； LH—被试验电流互感器

a) 一次绕组按出厂值 V—低内阻电压表 器试验电压标准：的 85% 进行，出厂值不明的，按下列电压进行试验：

电压等级 (KV)	10
试验电压 (KV)	30

b) 电二次绕组之间及末屏对地为 2KV；全部更换绕组绝缘后按出厂值进行。

9.6.2.2 电流互感器试验电压标准

a) 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:

电压等级 (KV)	10
试验电压 (KV)	30

b) 二次绕组之间及末屏对地为 2KV; 全部更换绕组绝缘后按出厂值进行。

9.6.3 注意事项

- a) 一次绕组耐压, 二绕组短路接地; 二次绕组耐压, 一次绕组短路接地。
- b) 此试验, 要考虑互感器容升现象。
- c) 倍频感应耐压试验前后, 应检查有否绝缘损伤。

10 高压断路器试验

10.1 绝缘电阻测试

10.1.1 使用仪表: 2500 伏兆欧表或 5000 伏电动摇表。

10.1.2 测试部位:

- a) 合闸状态下导电部分对地的绝缘电阻。
- b) 分闸状态下断口之间的绝缘电阻。

10.1.3 判断标准

a) 断路器断口和有机物制成的提升杆的绝缘电阻不能应低于下表中的数值:

试验类别	额定电压 (KV)		
	<24	24~40.5	72.5
大修后	1000 M Ω	2500 M Ω	5000 M Ω
运行中	300 M Ω	1000 M Ω	3000 M Ω

b) 测量同类型断路器, 本断路器历次实测值相互比较不应有显著变化。

10.2 断路器的分、合闸时间以及主触头分、合闸的同期性

断路器的分、合闸时间及其同期性是断路器的重要指标, 对继电保护、自动装置及电力系统的稳定等都有着重要影响。

10.2.1 使用仪器: 断路器测试仪 (型号待定)。

10.2.2 试验接线: 待仪器购回后再定。

10.2.3 试验步骤: 待仪器购回后再定。

10.2.4 判断标准: 应符合制造厂规定。

10.3 断路器的操作机构特性试验

10.3.1 测量分、合闸线圈的直流电阻: 用单、双臂电桥测量, 结果应符合制造厂规定。

10.3.2 测量分、合闸线圈的绝缘电阻: 用 500V 或 1000V 兆欧表测试, 绝缘电阻值不应小于 1M Ω 。

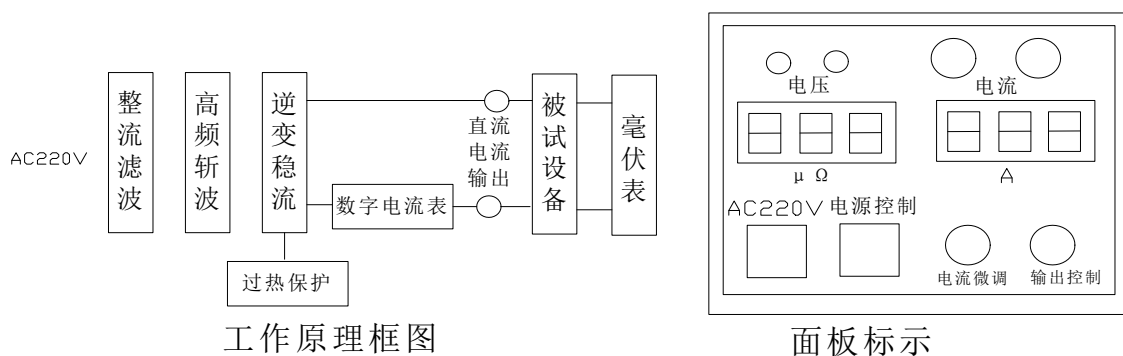
10.3.3 测量操动机构分、合闸电磁铁或合闸接触器端子上的最低动作电压应在操作电压额定值的 30%~65%之间。

10.4 测量导电回路直流电阻

10.4.1 使用仪器: ZD-1A 回路电阻测试仪。

10.4.2 仪器说明: 回路电阻测试仪以大功率 IGBT 器件为核心, 采用 PWM 调流技术, 输出稳定直流电流, 在被测试设备上产生直流电压, 根据欧姆定律计算出电阻值。数字显示电电流、电阻值。

10.4.3 试验接线:



10.4.4 试验步骤:

- 本仪器使用交流 220V 电源。
- 仪器使用专配线和测试钳, 将输出电流线接于被测试设备两端, 电压线也接于相应柱上。
- 接通电源开关, 接电源输出开关, 右侧显示电流值为 100A。当偏离整定值时可调整电流微调旋钮, 左侧显示微欧值。
- 单次测量时间不宜超过 5 秒。

10.4.5 分析数据, 结束试验

10.5 交流耐压试验

在分、合闸状态下分别进行交流耐压试验。耐压值按出厂值的 80% 进行。耐压时间一分钟。

10.5.1 使用仪器: 工频交流试验变压器。

11 电力电缆试验

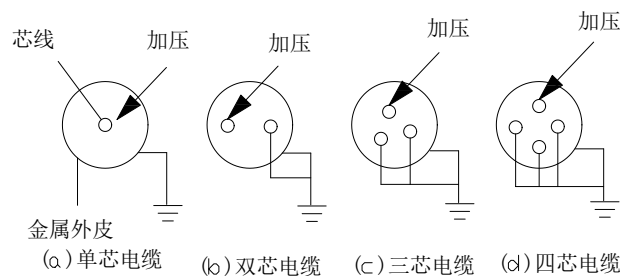
11.1 测量绝缘电阻

电缆绝缘电阻的数值可初步判断电缆绝缘是否受潮、老化、并可检查由耐压检出的缺陷的性质。所以耐压前后均应测量绝缘电阻。

11.1.1 使用仪表:

- 0.6/1KV 及以下的电缆用 1000V 兆欧表; 0.6/1KV 以上的电缆用 2500V 兆欧表; 6/6KV 也可用 5000V 兆欧表。
- 对护层有绝缘要求的电缆, 应用 500V 兆欧表测护层的绝缘电阻和警报系统的绝缘电阻。

11.1.2 试验接线



11.1.3 判断标准

- 电缆绝缘电阻的数值随电缆的温度和长度而变化。为便于比较, 应换算为 20℃ 时每公里长的数值。

$$R_{120} = R_{it} \times K \times L$$

式中： R_{i20} —电缆在 20℃时，每公里长的绝缘电阻
 R_{it} —电缆长度为 L 时，t℃时的绝缘电阻
 L—电缆长度（公里）
 K—温度系数；

电缆绝缘的温度换算 数 K

温度(℃)	0	5	10	15	20	25	30	35	40
K	0.48	0.57	0.70	0.85	1.0	1.13	1.41	1.66	1.92

b) 多芯电缆在测量绝缘电阻后还可不平衡系数来分析判断其绝缘情况，不平衡系数等于同一电缆各芯线电阻中最大值与最小值之比，其不平衡系数一般不大于 2.5。

11.1.4 注意事项

- a) 在周围空气温度较大时，测量绝缘电阻时电缆表面的泄漏会影响测量结果的正确性，此时，可在被试芯线的绝缘表面采用保护保护环屏蔽方式来消除表面泄漏对试验的影响。
- b) 具有金属统包外皮的电力电缆，其芯线与外皮间存在较大的电容，所以在测量每相绝缘电阻后，均应对地进行充分地放电。

12 金属氧化锌避雷器试验

12.1 测量绝缘电阻

测量避雷器的绝缘电阻，目的在于初步检查避雷器内部是否受潮；有并联电阻者可检查其通、断、接触和老化等情况。

12.1.1 使用仪表

- a) 35KV 及以下的用 2500V 兆欧表。
- b) 35KV 以上的用 5000V 兆欧表。
- c) 底座绝缘电阻采用 2500V 兆欧表。

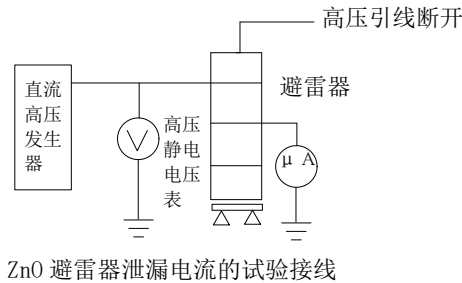
12.1.2 判断标准

- a) 35KV 及以下的避雷器绝缘电阻应不低于 1000MΩ。
- b) 35KV 以上的避雷器绝缘电阻应不低于 2500MΩ。
- c) 与历次数据比较不应有显著变化。

12.2 直流 1mA 的电压及百分之七五该电压下的泄漏电流测量

12.2.1 使用仪器：直流高压发生器

12.2.2 试验接线



12.2.3 试验步骤

- a) 按图接线，检查正确无误。
- b) 升压，使 μA 表读数上升，当 μA 表读数接近 200 μA 时，速度放慢些，缓慢升压，使 μA 表读数为 1000 μA，读取此时的电压表读数 V_{1mA} 。
- c) 降压至 75% V_{1mA} 值，读取此时的泄漏电流值。

d) 降至断电源, 改线做其它元件。

12.2.4 判断标准

a) 1mA 电压值 U_{1mA} 与初始值或制造厂规定值比较, 变化应不大于 $\pm 5\%$ 。

b) $75\%U_{1mA}$ 电压下的泄漏电流不大于 $50 \mu A$ 。

12.2.5 注意事项

a) 为防止表面泄漏的影响, 应将氧化锌避雷器表面擦净, 并注意气候影响。

b) 测量电流的导线应使用屏蔽线。

12.3 测量运行电压下交流泄漏电流

12.3.1 氧化锌避雷器相当于一个电阻和电容的混联电路, 当考虑杂散电容后, 一只氧化锌避雷器相当于一个阻容链, 在交流电压下, 避雷器的总泄漏电流中包含着阻性电流和容性电流。在正常运行情况下, 流过避雷器的主要为容性电流, 阻性电流只占很小一部分。但当阀片老化时, 以及避雷器受潮, 内部绝缘部件受损以及表面严重污秽时, 容性电流变化不多, 而阻性电流大大增加, 故测量交流泄漏电流是现场监测避雷器的主要方法。

12.3.2 测量运行电压下的泄漏电流及其有功分量和无功分量, 测得值与初始值比较, 当有功分量泄漏电流增加到 2 倍初始值时, 应缩短周期为三个月测一次。

12.3.3 试验时要记录大气条件。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

电测指示仪表检修、维护规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本规程结合相关标准制定，并根据本站辅机控制系统的实际情况制定。

制订本标准的目的：规定某水电站自动准同期装置的检验项目、检修周期、技术要求及大小修试验方法和要求。

本标准适用于吉林台尼勒克一级站水电站自动化人员对自动准同期装置部分进行检修和试验。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件相抵触的，则以新颁的国家标准行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化管理委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

电测指示仪表检修、维护规程

1 电测量指示仪表的检修与维护

- 1.1 运行、维护人员每天应对电测量指示仪表进行定时巡检。
- 1.2 运行值班人员如发现运用中的电测量指示仪表有缺陷或指示不正确，应及时向相关维护人员反映，维护人员应及时处理并将处理结果反馈给运行值班人员，运行值班人员应做好记录。
- 1.3 维护人员应每周定期对电测量指示仪表进行一次卫生清扫。
- 1.4 维护人员在巡检的过程中要仔细的检查电测量指示仪表外表是否清洁，接线端子是否落尘或蜘蛛结网，如发现应及时清理。
- 1.5 维护人员在电测量指示仪表停运时应检查其回路是否存在断线、松动，对其相对应的端子排进行紧固。
- 1.6 维护人员在开机前应检查电测指示仪表的指针是否在零位，如不在零位时应对其进行调整。调整时采用合适的一字螺丝刀调整仪表表面上零位调整旋钮，当电测量指示仪表的指针偏向零位下方时，将零位调整旋钮向顺时针方向调整其至零位。当电测量指示仪表的指针偏向零位上方时，应将零位调整旋钮身逆时针方向调整其至零位。
- 1.7 维护人员在日常的巡视过程中应将巡视检查的表计与同类型的、相同工况的表计进行比对，以校对其工作状态是否正常、测量是否准确。
- 1.8 如在巡视、检查的过程中发现表计指针有卡涩、玻璃表面及外壳破裂等故障与缺陷时应对其即时更换。
- 1.9 带电拆、装电测量仪表时应遵守电业安全规程的相关规定，应开具工作票，至少应有两人以上一起工作，使用绝缘工具并站在绝缘垫上，工作时加强监护，应有保证安全的组织与技术措施。
- 1.10 在带电的电流互感器回路、电压互感器回路上进行电测量指示仪表工作时电压互感器回路严禁短路、接地，电流互感器回路严禁开路。
- 1.11 带电拆卸的电压引线应使用绝缘胶布包裹并做好标记。
- 1.12 建立电测量指示仪表检修、维护台账，将每次电测量指示仪表的检修、维护记录备案。
- 1.13 严格按送检周期规定对到期的电测量指示仪表进行送检，并保存质检部门出具的相关试验报告、检定证书，送检过程中应轻拿轻放避免震动损伤。
- 1.14 未经检定、超过有效期和不合格厂品严禁使用。
- 1.15 对新购电测量指示仪表备品应妥善保管，并收集合格证书、出厂试验报告档案管理。

2 电测量数字仪表的检修与维护

- 2.1 运行、维护人员每天应对电测量数字仪表的进行定时巡检。
- 2.2 运行值班人员如发现运用中的电测量数字仪表有缺陷或数显参数不正确，应及时向相关维护人员反映，维护人员应及时处理并将处理结果反馈给运行值班人员，运行值班人员应做好记录。
- 2.3 维护人员应每周定期对电测量数字仪表进行一次卫生清扫。
- 2.4 维护人员在巡检的过程中要仔细的检查电测量数字仪表外表是否清洁，接线端子是否落尘或蜘蛛结网，如发现需即时清理。
- 2.5 维护人员在电测量数字仪表停运时应检查其回路是否存在断线、松动，对其相对应的端子排进行

紧固。

2.6 维护人员在电测量数字仪表投运前应先行按其厂家提供的使用说明书对其进行调零，根据现场的所需测量的实际参数对其进行合适的参数设置，维护人员在对电测量数字仪表进行参数设置工作前应提前告知运行值班人员，工作结束后应向运行值班人员说明所设了哪些参数，设置量为多少。并在检修记录本上记录，运行值班人员也应记录备案移交下值。

2.7 维护人员在日常的巡视过程中应将巡视检查的表计与同类型的、相同工况的表计进行比对，以校对其工作状态是否正常、测量是否准确。

2.8 如在巡视、检查的过程中发现数字显示屏无显示、死屏、玻璃表面及外壳破裂等故障与缺陷时应对其即时更换。

2.9 带电拆、装电测量数字仪表时应遵守电业安全规程的相关规定，应开具工作票，至少应有两人以上一起工作，使用绝缘工具并站在绝缘垫上，工作时加强监护，应有保证安全的组织与技术措施。

2.10 在带电的电流互感器回路、电压互感器回路上进行电测量数字仪表工作时电压互感器回路严禁短路、接地，电流互感器回路严禁开路。

2.11 带电拆卸的电压引线应使用绝缘胶布包裹并做好标记。

2.12 应保持电测量数字仪表工作在 $-20^{\circ}\text{C}\sim 50^{\circ}\text{C}$ ；相对湿度 $<95\%$ 的环境中。

2.13 建立电测量数字仪表检修、维护台账，将每次电测量指示仪表的检修、维护记录备案。

2.14 严格按送检周期规定对到期的电测量指示仪表进行送检，并保存质检部门出具的相关试验报告、检定证书，送检过程中应轻拿轻放避免震动损伤。

2.15 未经检定、超过有效期和不合格厂品严禁使用。

2.16 对新购电测量数字仪表备品应妥善保管，并收集合格证书、出厂试验报告归档管理。

3 电能表的检修与维护

3.1 运行、维护人员每天应对电能表进行定时巡检。

3.2 运行值班人员如发现运用中的电能表有缺陷或数显参数不正确，应及时向相关维护人员反映，维护人员应及时处理并将处理结果反馈给运行值班人员，运行值班人员应做好记录。

3.3 维护人员应每周定期对电能表进行一次卫生清扫。

3.4 维护人员在巡检的过程中要仔细的检查电能表是否清洁，接线端子是否落尘或蜘蛛结网，如发现需即时清理。

3.5 维护人员在电能表停运时应检查其回路是否存在断线、松动，对其相对应的端子排进行紧固。

3.6 维护人员在电能表投运前应先行按其厂家提供的使用说明书对其进行调整，根据现场的所需测量的实际参数对其进行合适的参数设置，维护人员在对电能表进行参数设置工作前应提前告知运行值班人员，工作结束后应向运行值班人员说明所设了哪些参数，设置量为多少。并在检修记录本上记录，运行值班人员也应记录备案并移交下值。

3.7 运行、维护人员在日常的巡视过程中应将巡视检查的电能表主、副表计进行比对，以校对其工作状态是否正常、测量是否准确。

3.8 如在巡视、检查的过程中发现数字显示屏无显示、死屏、玻璃表面及外壳破裂等故障与缺陷时应对其即时更换。

3.9 带电拆、装电能表时应遵守电业安全规程的相关规定，应开具工作票，至少应有两人以上一起工作，使用绝缘工具并站在绝缘垫上，工作时加强监护，应有保证安全的组织与技术措施。

3.10 在带电的电流互感器回路、电压互感器回路上进行电能表工作时电压互感器回路严禁短路、接地，电流互感器回路严禁开路。

3.11 带电拆卸的电压引线应使用绝缘胶布包裹并做好标记。

3.12 应保持电能表工作在 $-20^{\circ}\text{C}\sim 50^{\circ}\text{C}$ ；相对湿度 $<95\%$ 的环境中。

- 3.13 建立电能表检修、维护台账，将每次电能表的检修、维护记录备案。
- 3.14 正确配合质检部门每季度对关口电能表的校验工作。
- 3.15 严格按送检周期规定对到期的电能表进行送检，并保存质检部门出具的相关试验报告、检定证书，送检过程中应轻拿轻放避免震动损伤。
- 3.16 未经检定、超过有效期和不合格厂品严禁使用。
- 3.17 对新购电能表备品应妥善保管，并收集合格证书、出厂试验报告归档管理。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

弹簧管式一般压力表压力真空表和真空 表检定规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本规程结合相关标准制定，并根据本站电测、热工的实际情况制定。

制订本标准的目的：规定某水电站弹簧管式一般压力表压力真空表和真空表的检验项目、检修周期、技术要求及大小修试验方法和要求。

本标准适用于某水电站自动化人员对弹簧管式一般压力表压力真空表和真空表进行检修和试验。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件相抵触的，则以新颁的国家标准行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化管理委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

弹簧管式一般压力表压力真空表和真空表检定规程

1. 范围

本规程规定了弹簧管压力表的维护、检修、投运及其安全注意事项的具体技术要求和实施程序；
本规程适用于精度为 1.6 级的弹簧管压力表（以下简称压力表），其它精度等级的压力表亦可参照使用。

2. 对维修人员的要求

- 2.1 熟悉本规程及相应的产品说明书等有关技术资料；
- 2.2 了解工艺流程及该压力表在其中的作用；
- 2.3 掌握数学基础、测量仪表及维修、仪表机械基础等方面的基础理论知识；
- 2.4 掌握压力表的维护、检修、投运及常见故障处理的基本技能；
- 2.5 掌握常用测试仪器和有关标准仪器的使用方法。

3. 压力表的选型及安装

- 3.1 弹簧管式压力表的选用
 - 3.1.1 从工作条件要求来选择最经济的准确度等级；
 - 3.1.2 在压力稳定的情况下，规定被测量压力的最大值选择用压力表满刻度的三分之二；
 - 3.1.3 在脉动（波动）压力的情况下，常用点选择用压力表满刻度值得二分之一。

4. 弹簧管式压力表的安装

4.1 对于有腐蚀介质，有高温介质或压力变化有剧烈跳动的情况下测量压力，均应采取一定的保护措施。压力表的安装位置，应符合方便运行人员的观测的原则，表盘应垂直于地面，同时要保证密封性，不应有泄漏现象。

5. 技术要求

- 5.1 普通压力表的技术要求
 - 5.1.1 压力表的各部件应装配牢固，不得有影响计量性能的腐蚀，裂纹，空洞等缺陷；
 - 5.1.2 压力表背面的安全孔须有防尘装置；
 - 5.1.3 压力表的表盘分度数字及符号应完整清晰；
 - 5.1.4 压力表的指针应深入所有刻度线内，其指针指示器端宽度不应大于最小分度间隔的 1/5，指针与分度盘平面间的距离应在 1~3mm 范围内，表壳外径在 20cm 以上的，指针与分度盘间的距离应在 2~4mm 范围内；
 - 5.1.5 压力表的封印装置，不应触及内部机件；
 - 5.1.6 压力表处于工作位置，在未加压力或为疏空时，升压检定前和降压检定后，其指；

5.1.7 零位误差应符合下列要求：

- a) 有零值限止钉的压力表，其指针应紧靠在限止钉上；
- b) 无零值限止钉的压力表与压力真空表，其指针须在零值分度线宽度范围内；
- c) 仪表的基本误差，不应超过仪表的允许误差；
- d) 压力表的回程误差不应超过允许误差的绝对值；
- e) 压力表在轻敲表壳后，其指针指示值变动量不得超过仪表允许误差绝对值的 1/2；
- f) 压力表指针的移动，在全分度范围内应平稳，不得有跳动或卡位现象。

5.2 电接点压力表接点装置的技术要求

5.2.1 装置的调整旋钮应转动灵活，不应有松动现象。当转动一个设定指针时，另外的指针不应有随动现象。

5.2.2 设定指针的可调整范围应不小于 275 度，并在设定指针的调整范围内。

- a) 设定指针的径向变化量应不大于 2mm。
- b) 导电针末端的轴向变化量应不大于 1mm。
- c) 设定指针在调整范围内任意位置处，设定指针触头与导电针触头的接触点距各触头端点应不小于 1mm。

5.2.3 绝缘性能：装置在环境为 15~35℃相对湿度为 45%~75%的条件下，两设定指针间，设定指针导电针分别对地，绝缘电阻（使用 500V 摇表）应不小于 20MΩ。

6. 仪表的检修与校验

6.1 检修项目与质量要求

在检修前，应对压力表进行检查校准，观察仪表是否有渗漏，卡涩，指针跳动等现象，并做好记录（以便确定检修项目）：压力表解体检修后，应作耐压试验，其质量要求见表 1：

表 1 压力表耐压试验质量要求

名称	压力表	真空表	压力真空表
耐压试验值	测量上限值	-93.3Kpa	测量上限或下限
耐压时间（min）	5	3	2
质量要求	数值变化小于耐压试验值的 1%示为合格		

6.1.1 一般性检查

- 6.1.1.1 压力表的表盘应平整清洁，分度线数字，符号等应完整清晰。
- 6.1.1.2 表盘玻璃完好清洁，嵌装严密。
- 6.1.1.3 压力表接头螺纹无滑扣，错扣，紧固螺母无滑扣现象。
- 6.1.1.4 压力表指针平直完好，轴向嵌装端正，与钢套铆接牢固，与表盘不碰擦。
- 6.1.1.5 测量特殊气体的压力表可以改变此论语中心此轮皆空，应有明显的标记。

6.1.2 主要机械部件的检查，清理

- 6.1.2.1 游丝各圈间距均匀，同心平整，其表面应无斑点和损伤。
- 6.1.2.2 上下夹板，中心齿轮，扇形齿轮，拉杆锁眼等各部件应清洁，无明显磨损。

6.1.2.3 弹性测量组件应无锈斑，变形和渗漏。

6.1.2.4 机械部件组装后紧配合部件无松动，可动部件动作灵活平稳。

6.1.2.5 机械部件组装后，应向各轴孔加少许钟表油。

6.1.3 电接点检查

6.1.3.1 电接点压力（真空）表的接点应无明显斑痕和烧损。

6.1.3.2 指针触头与导电针触头的接触点距各触头端点距离应符合检定规程的要求。

6.1.3.3 电接点压力表的信号端子对外壳的绝缘电阻，在正常情况下，用 500V 绝缘表测试，应不小于 $20\text{M}\Omega$ 。

6.1.4 检修

压力表在检修前，应作检查性校验，已确定检查检修项目。

6.1.4.1 压力表机械部分主要的检修内容是：消除轴与轴孔的间隙，使其配合紧密：消除转动部件间的磨擦，使其转动灵活。

6.1.4.2 用汽油清洗仪表整个机芯，表壳内壁及弹簧管外表，消除其表面锈斑及污迹，检查弹簧管有无变形迹象，变形的弹簧管应予更换或将仪表报废。

6.1.4.3 齿轮检修

压力表用的齿轮只有两个，一个扇形齿轮，一个中心齿轮，长时间使用后，常出现齿轮磨损现象，磨损严重的予以更换：磨损不严重或只有一个两个齿有缺陷，可以改变齿轮与中心齿轮接触的位置，使齿轮在运动过程中让开损坏的部分，当起上下夹板和拉杆轴承磨损时，应予以缩孔，否则，予以更换。更换机芯或拉杆后，应保证拉杆两端面平行。

6.1.4.4 游丝的整理

游丝与中心轴不同心或与扇形齿轮不平行，只需要拨动游丝的根部，就可以拨正过来，当游丝散乱严重时，应予以更换或将游丝拉直，平放在工作台上，用两把镊子来重新盘绕。

6.1.4.5 弹簧管的焊接

如果发生弹簧管泄漏，泄露部位在两个端头部，经清洗后，可用大功率的电烙铁溶化焊锡焊补。若部位不再两端头，则不能不焊，作报废处理。高压压力表两端采用螺纹口连接，不存在补焊问题。如发现两端连接处泄漏，可拧下密封头，更换上新的密封垫圈重新拧紧密封，如果在中间部位，同样作报废处理。

6.1.4.6 有电接点组件的仪表，应将其整体拆下检查检修：

6.1.4.6.1 用酒精清除灰尘，油污，并用金相砂纸轻轻擦其接点，除去氧化层及电击斑痕，当触点烧损时，则应予以更换。

6.1.4.6.2 定值信号接点针的游丝，因电流过大有烧损情形时，应更换。安装游丝时要注意原来的安装方向，定值接点针应紧靠信号指针。

6.1.4.6.3 各接点柱之间的垫圈应完整，螺丝齐全，引线规整，端盖完好，否则均应予以处理。

6.1.4.6.4 将接点组件依次组装好，使指针拨杆穿入接点指针豁槽内之后，装好仪表玻璃，用拨针器试调节定值信号接点指针，应运行平稳，且无松动滑位现象。

6.1.4.6.5 电接点组件整体检修后，应符合质量要求。

6.2 校验所用仪器

6.2.1 弹簧管精密压力表的选取

精密压力表精度 $\leq 1/4$ 被校表精度

精密表测量上限=被测表测量上限 $\times (1+1/3)$

6.2.2 压力校验台：根据被测表确定使用合适的压力量程对测量上限值不大于 0.25Mpa 的压力表，工作介质需用压缩空气或其它无毒，无害，化学性能稳定的气体。对测量上限值大于 0.25Mpa 的压力表，工作介质应为液体。

25Mpa $\leq$ 透平油+变压器油（粘性系数…）

25Mpa $\geq$ 蓖麻油（粘性系数…）

6.3 调校项目与技术标准

6.3.1 零点检查

6.3.1.1 有零点限止钉的仪表，其指针应紧靠在限止钉。

6.3.1.2 无零点限止钉的仪表，其指针应在零点分度线宽度范围内。

6.3.2 仪表校准

6.3.2.1 校验点一般不小于五点，其中包括常用点，准确度等级低于 2.5 级的仪表，其校验点可以取三点，但必须包括常用点。

6.3.2.2 仪表的基本误差，不应超过仪表的允许误差。

6.3.2.3 仪表的回程误差，不应超过仪表的允许误差的绝对值。

6.3.2.4 仪表的轻敲位移，不应超过仪表的允许误差的绝对值的二分之一。

6.3.2.5 电接点压力表的电接点动作误差应符合厂家的规定值，对厂家未规定的电接点动作误差的，其动作误差不应超过仪表的允许误差绝对值的 1.5 倍。

6.4 校验方法与步骤

6.4.1 仪表指针的安装

将标准表和被检表垂直安装在符合要求的压力校验台上。

6.4.1.1 对于有零点限止钉的仪表，将标准表的压力加至被检表所 对应的第一个标有数字分度的压力值上，将表针固定在此压力的分度线上，然后去除压力，其指针应紧靠在限止钉上。

6.4.1.2 对于无零点限止钉的仪表，可将表针在无压力的情况下，直接固定在零分度线宽度范围内即可。

6.4.1.3 对于有零点限止钉的仪表，也可借助与仪表指针的安装，来调整减少误差，但校验回零后，其指针应紧靠在限止钉上。

6.4.1.4 仪表指针安装时，注意向仪表指针根部用力安装，但校验回零后，其指针应紧靠在限止钉上。

6.4.2 校验方法

6.4.2.1 与标准表比较法：当压力为零时，观察仪表指示位置，然后均匀地依次将精密表升压（或

疏空)至被校表有数字分度的压力值上,并依次读取被检表的示值,当升压到校验量程上限后,须在略微升压,然后在缓慢降压,并按照升压时的各校验点作下降时校验,校验完毕后,缓慢减压回零。

6.4.2.2 用活塞式压力校验台校验压力表:(即:与标准砝码比较法)。

6.4.2.3 校验方法同上(略)。

6.4.2.4 校验压力真空表时,压力部分按标有数字的分度线进行示值校验,真空部分,测量上限制为0.06Mpa时,校验三点,测量上限值为0.16Mpa时,校验两点,测量上限值为0.3~2.5Mpa的压力真空表,疏空时,指针应指向真空部分。

6.4.2.5 真空表按该地区气压的90%以上的疏空度进行耐压校验。

6.4.3 电接点压力表的校验

6.4.3.1 用拨针器分别将两个信号指针拨至刻度盘上定的上限及下限处,然后参照普通压力表的校验方法进行示值校验。

6.4.3.2 示值校验合格后,测量绝缘电阻应不小于20M Ω 。

6.4.3.3 用拨针器分别将两个信号指针拨至刻度盘上定的上限及下限值上,接好信号线,一般采用试灯检查,(必要时可接交流220V电压检查),均匀地缓慢升压获降压,直到发出高低信号值,在此接通瞬间,同时读取标准表,被检表及检表的高低信号压力值三个读数,标准表的读数和信号指针间表的误差不得超过最大允许误差绝对值的1.5倍。

6.4.3.4 当未给出信号定值时,用拨针器分别将两个信号指针拨至刻度盘上三个不同的校验点上,校验点应在测量范围的20%~80%之间选定,进行电接点信号误差的校验。

6.4.3.5 电接点压力表作为保护仪表时,其电接点信号定值应在检定时以精密表为准,其电接点信号误差不应超过仪表允许误差的绝对值的二分之一。

6.4.4 调整方法

6.4.4.1 零点调整:取下指针和表盘,使游丝松紧适度后,将表盘重新安装。

6.4.4.1.1 对于无零点限止钉的仪表,可将表针在无压力的情况下,直接固定在零分度线宽度的范围内即可。

6.4.4.1.2 对于有零点限止钉的仪表,将标准表的压力加至被检表所对应的第一个标有数字分度的压力值上,将表针固定在此压力的分度线上,然后去除压力,其指针应紧靠在限止钉上。

6.4.4.2 测量上限正,负示值超差的调整:

改变拉杆在扇型齿轮调整臂上的位置,当被检表与精密表比对时,被检表时示值正误差时,增加扇型齿轮调整臂长,即向外调整;反之,减少扇型齿轮的臂长,即向里调整;调整的多少视误差的大小而定。

6.4.4.3 示值前大后小超差的调整:

松开下夹板的固定螺钉,将齿轮传动机构按顺时针方向旋转,转角的大小,视误差的多少而定,然后紧固螺钉,当升压到测量上限一半时,其拉杆与扇型齿轮调整臂的夹角,约等于90度。

6.4.4.4 示值前小后大超差的调整:

调整方法同上,逆时针旋转齿轮传动机构,转角视误差大小而定。

6.4.4.5 比例失调（非线性）超差的调整：

改变中心小齿轮盒扇型齿轮的啮合问题，将中心小齿轮向前或向后转动数齿，必要时，也可改变拉杆的长度配合调整，若仍不能消除超差，则应更换有关零件。

6.4.4.6 变动量超差的调整

调整游丝力矩适中，各连接轴及轴套间隙过大，则应检修或更换。

6.5 检定结果处理和检定周期

6.5.1 经过检修调校后的仪表，应按照仪表检定规程的标准进行检定。

6.5.2 经检定不合格的压力表，允许降级使用，但必须更改准确度等级标志。

6.5.3 检定周期：随机组大、小修进行。在运行中，发现压力表失准或损坏，应及时更换或检修检定。

7.维护

7.1 日常维护

7.1.1 巡回检查，每班至少进行一次巡回检查，内容包括：

7.1.1.1 向当班工艺人员了解压力表运行情况。

7.1.1.2 查看压力表指示是否正常。

7.1.1.3 查看表体、连接管路、线路、阀门是否有泄露、损坏、腐蚀。

7.1.1.4 发现问题应及时处理，并做好巡回检查记录。

7.1.2 定期维护，内容包括：

7.1.2.1 每周进行一次压力表外部清洁工作。

7.1.2.2 定期进行压力表排污。

7.2 定期检定/校准

通常检定/校准周期为 12 个月。用于主要设备的压力测量，正常显示值大于 1MPa，参与报警连锁为 6 个月。

7.3 常见故障及处理方法

表 2 常见故障及处理方法

现象	原因	处理方法
无指示	a. 阀门未打开	a. 打开阀门
	b. 垫圈将引压接头阻塞	b. 取下压力表疏通后再装上
指示不稳定	a. 管嘴稍有阻塞	a. 消除阻塞现象
	b. 指针与表盘面或玻璃摩擦	b. 消除摩擦现象

7.4 投运

7.4.1 投运前的准备工作

7.4.1.1 检查压力表接头是否上紧。

7.4.1.2 检查导压管是否堵塞或损坏。

7.4.1.3 检查压力表接线是否正确（电接点压力表）。

7.4.2 投运步骤

7.4.2.1 将压力表垂直安装在取压位置上。

7.4.2.2 缓慢打开引压阀。

7.4.2.3 检查管路、阀门、接头处有无泄漏，如一切正常即投运完毕。

7.5 维护安全注意事项

7.5.1 维护必须由两人以上作业。

7.5.2 对可能导致工艺参数波动的作业，必须事先取得工艺人员的确认。

7.5.3 压力表排污时，应采取相应的安全措施。

7.6 检修安全注意事项

7.6.1 对运行仪表的检修必须办理检修工作票。

7.6.2 拆卸压力表时应首先关闭一次阀，打开排污阀，再关闭二次阀后稍稍松开压力表接头，待压力表指针回零后再进行拆卸。

7.6.3 对测量腐蚀性介质的压力表，检修前应进行冲洗或中合。

7.6.4 氧压表检修后必须进行脱脂处理。

7.6.5 不规范、不合格的零配件不准使用。

7.7 投运安全注意事项

7.7.1 投运前必须两人以上作业，投运前应工艺人员联系。

7.7.2 确认实际压力与仪表相适应。

7.7.3 投运带连锁的压力表（电接点压力表），应采取相应的安全措施。

7.7.4 压力表在投运时应缓慢的升压，不能使指针猛然上升，以免损坏压力表。

某水电开发有限公司企业标准

某水电站检修规程

压力（差压）变送器检定规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本规程结合相关标准制定，并根据本站电测、热工的实际情况制定。

制订本标准的目的：规定某水电站压力（差压）变送器的检验项目、检修周期、技术要求及试验方法的要求。

本标准适用于某水电站自动化人员对压力（差压）变送器进行检修和检验。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件相抵触的，则以新颁的国家标准行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化管理委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

压力（差压）变送器检定规程

1. 总则

本规程适用于在尼勒克一级站使用的压力（差压）变送器的定期检验、修理后的检验和新购产品及首次检验。

2. 维修人员应具备的条件

- 2.1 熟悉本规程及相应的产品说明书及有关的技术资料。
- 2.2 了解工艺流程及仪表在其中的作用。
- 2.3 掌握电工技术基础、电子技术基础等方面的基本理论知识。
- 2.4 掌握常用测试仪和有关的标准仪的使用方法。

3. 压力、差压变送器的工作原理

3.1 压力变送器的工作原理

压力变送器的测量部件是一个装有固态压阻式压力敏感芯片的带不锈钢隔离膜片的全焊接不锈钢体，钢体内部灌注硅油，被测压力作用在膜片上通过硅油被传递到敏感芯片上，敏感芯片通过导线与变送器专用放大电路相连。它利用半导体硅材料的压阻效应，实现压力与电信号的转换。由于敏感芯片上的电桥输出的电信号与作用压力有着良好的线性关系，所以可以实现对压力的准确测量

3.2 差压变送器的工作原理

流程压力和参考压力分别作用于集成硅压力敏感组件的两端，其差压使硅片变形（位移很小，仅 μm 级），以使硅片上用半导体技术制成的全动态惠斯登电桥在外部电流源驱动下输出正比于压力的 mV 级电压信号。由于硅材料的强性极佳，所以输出信号的线性度及变差指标均很高。工作时，压力变送器将被测物理量转换成 mV 级的电压信号，并送往放大倍数很高而又可以互相抵消温度漂移的差动式放大器。放大后的信号经电压电流转换变换成相应的电流信号，再经过非线性校正，最后产生与输入压力成线性对应关系的标准电流电压信号。

4. 通用技术要求

4.1 外观

4.1.1 变送器的铭牌应完整、清晰，并具有以下信息：产品名称、型号规格、测量范围、准确度等级、额定工作压力等主要技术指标；制造厂的名称或商标、出场编号、制造年月、制造计量器具许可标志及编号；防爆产品还应有相应的防爆标志。差压变送器的高、低压容室又有明显标记。

4.1.2 变送器零件应完好无损，紧固件不得有松动和损伤现象，可动部分应灵活可靠。有显示单元的变送器，数字显示应清晰，不应有缺笔画现象。

4.1.3 首次检定的变送器的外壳、零件表面涂覆盖层应光洁、完好、无锈蚀和霉斑。

4.2 密封性

压力变送器的测量部分在承受测量压力上限时（差压变送器为额定工作压力），不得有泄露现象。

4.3.绝缘电阻

在环境温度为 15℃-35℃，相对湿度为 45%-75%时，变送器各组端子（包括外壳）之间的绝缘电阻值应不小于 20MΩ。二线制的变速器只进行输出端子对外壳的试验。

4.4 绝缘强度

在环境温度为 15℃-35℃，相对湿度为 45%-75%时，变送器各组端子（包括外壳）之间施加下表所规定的频率 50HZ 的试验电压，历时 1min 应无击穿和飞狐现象。

压力变送器端子标称电压 U/V	试验电压/V
0<U<60	500
60≤U≤250	1000

二线制的变送器只进行输出端子对外壳的试验。因结构上的原因（如电容式变送器）制造厂有特殊规定时，可不进行该项试验。

5. 检定条件及方法

5.1 检定条件

5.1.1 检定设备

检定时所需的标准仪器及配套设备可按被检压力变送器的规格参照规定进行选择并组合成套。成套后的标准器,包括整个检定设备在内检定时引入的扩展不确定度 U95 应不超过被检压力变送器最大允许误差绝对值的 1/4；对 0.1 级和 0.05 级被检压力变送器，由此引入的 U95 应不超过被检压力变送器最大允许误差绝对值的 1/3。

5.1.2 环境条件

5.1.2.1 环境温度：20℃±5℃，每 10min 变化不大于 1℃；相对湿度：45%-75%。

5.1.2.2 压力变送器所处的环境温度应无影响输出稳定的机械振动。

5.1.2.3 电动压力变送器周围除地磁场外，应无影响其正常工作的外磁场。

5.1.3 其它条件

5.1.3.1 电源交流供电的压力变送器，其电压变化不超过额定值的±1%、频率变化不超过额定值的±1%；直流供电的压力变送器，其电压变化不超过额定值的±1%。

5.1.3.2 气源：气动压力变送器的气源压力为 140kpa，变化不超过±1%。气源应无油无灰尘，露点稳定并低于压力变送器壳体的 10℃。

5.2 检定要求及方法

5.2.1 设备的连接与安装要求

5.2.1.1. 检定设备和被检变送器为达到热平衡，必须在检定条件下放置 2h；准确度低于 0.5 及的变送器可缩短放置时间，一般为 1h。

5.2.1.2 检定设备和被检变送器按规定要求连接，并使导压管中充满传压介质。首次检定、后续检定和使用中检定的差压变送器，静态过程压力可以是大气压力（即低压力容室通大气）；强制检定的差压变送器，检定时的静态过程压力应保持在工作压力状态。

5.2.1.3 传压介质为气体时，介质应清洁干燥；传压介质为液体时，介质应考虑制造厂推荐的或送检者指定的液体，并应使压力变送器取压口的参考平面与活塞式压力计的活塞下端（或标准器取压口的参考平面）在同一水平面上。当高度差不大于下式的计算结果时，引起的误差可以忽略不计，否则予以修正。

$$h = (|\alpha| p_m) / 10 \rho g$$

式中：h——允许的高度差，m；

α ——变送器的准确度等级指数；

p_m ——变送器的输入量程，pa；

ρ ——传压介质的密度，kg/m³；

g——当地的重力加速度，m/s²

输出的负载按制造厂规定选取。如规定值为两个以上的电阻值，则对直流电流输出的变送器应取最大值，对直流电压输出的变送器应取最小值；气动变送器的负载为内径 4mm、长 8m 的导管做成的气阻，后接 20cm³ 的气容。

5.2.2 通电预热

电动变送器出制造厂另有规定外一般需通电预热 15min。

5.2.3 选择检定点

5.2.3.1 检定点的选择应按量程基本均布，一般包括上下限值（或其附近 10%输入量程以内）在内不少于 5 个点。由于 0.1 级和 0.05 级的压力变送器应不少于 9 个点。

5.2.3.2 对于输入量程可调的变送器，首次检定的压力变送器应将输入量程调到规定的最小、最大分别进行检定；后续检定和使用中检定的压力变送器可只进行常用量程或送检者指定量程的检定

5.2.4 检定前的调整

5.2.4.1 检定前，用改变输入压力的办法对输出下限值和上下值进行调整，使其与理论值的下限值和上下值一致。一般可以通过调整“零点”和“满量程”，同时将压力变送器的阻尼值调整为零。

5.2.4.2 绝对压力变送器的零点绝对压力应尽可能小，由此引起的误差应不超过允许误差的 1/10-1/20。

5.2.5 检定方法

5.2.5.1 从下限开始平稳的输入压力信号到各检定点，读取并记录输出值至上限；然后反方向平稳的改变压力信号到各个检定点，读取并记录输出值至下限，这为一次循环。如此进行两个循环的检定。

5.2.5.2 强制检定的压力变送器应至少进行上述三个循环的检定。

5.2.5.3 在检定过程中不允许调整零点和量程，不允许轻敲和振动变送器，在接近检定点时，输入压力信号应足够慢，避免过冲现象。

5.2.6 测量误差的计算

5.2.6.1 压力变送器的测量误差按下式计算

$$\Delta A = A_d - A_s$$

式中： ΔA ——压力变送器各检定点的测量误差，mA，V 或 kPa；

A_d ——压力变送器上行程或下行程各检定点的实际输出值，mA，V 或 kPa；

A_s ——压力变送器各检定点的理论输出值，mA，V 或 kPa。

误差计算过程中数据处理原则。小数点后保留的位数应以舍入误差小于压力变送器最大允许误差的 1/10~1/20 为限。判断压力变送器是否合格应以舍入以后的数据为准。

注意：具有显示单元的变送器，其显示部分示值误差的检定应按 JJG875-1994 进行。

5.2.6.2 回差的检定

回差的检定与测量误差的检定同时进行。回差按下式计算，结果应符合规定要求。

$$\Delta A = |A_{d1} - A_{d2}|$$

式中： ΔA ——压力变送器的回差，mA，V 或 kPa；

A_{d1} 、 A_{d2} ——压力变送器上行程或下行程各检定点的实际输出值，mA，V 或 kPa；

5.2.6.3 静压影响的检定

5.2.6.3.1 下限值变化的检定。将密封检查后的差压变送器高、低压力容室连通，从大气压力缓慢输入至额定工作压力，保持 3min 后释放至大气压力。期间分别测量大气压力和额定工作压力状态下的输出下限值；并计算下限值的变化。

5.2.6.3.2 量程变化的检定。将差压变送器的高、低压力容室连通，输入额定工作压力，并测量输出下限值；然后关闭平衡阀，将低压力容室的压力降低，使高、低压力容室的压差为压差上限值，同时测量输出上限值。计算额定工作压力状态下的输出量程（输出上、下限值之差）；与大气压力状态下的输出量程比较，计算量程的变化。

5.2.6.3.3 考虑到静压下测量输出量程变化的困难，后续检定和使用中检定的差压变送器，可只进行下限值变化的检定；定型检定和首次检定的差压变送器应进行下限值和量程变化的检定。当差压变送器的静态过程压力大于 4MPa，因试验设备的原因是输出量程变化试验有困难时，可以降低压力。但不应低于 4MPa。

5.2.7 绝缘电阻的检定

断开压力变送器电源，将电源端子和输出端子分别短接。用绝缘电阻表分别测量电源端子与接地端子（外壳），电源端子与输出端子，输出端子与接地端子（外壳）之间的绝缘电阻。测量时，应稳定 5s 后读数。

注：电容式压力变送器试验时，应使用输出电压为 100V 的绝缘电阻表。

5.2.8 绝缘强度的检定

断开压力变送器电源，将电源端子和输出端子分别短接。按要求在耐电压试验仪上分别测量电源端子与接地端子（外壳），电源端子与输出端子，输出端子与接地端子（外壳）之间的绝缘强度。测量时，试验电压应从零开始增加，在 5s~10s 内平稳均匀的升至规定值（误差不大于 10%），保持 1min 后，平滑的降低电压至零，并切断试验电源。

注：压力变送器在试验时，可使用具有报警电流设定的耐电压试验仪。设定值一般为 10mA。使用该仪器时，以是否报警做为判断绝缘强度合格与否的依据。

5.2.9 检定周期：一般为一年，特殊情况应根据使用条件而定，最长不超过一个大修期。

6. 压力、差压变送器在日常使用中的注意事项

6.1 切勿用高于 36V 电压加到变送器上，导致变送器损坏。

6.2 切勿用硬物碰触膜片，导致隔离膜片损坏。

6.3 被测介质不允许结冰，否则将损伤传感器组件隔离膜片，导致变送器损坏，必要时需对变送器进行温度保护，以防结冰。

7. 在压力传输过程中，应注意事项

7.1 变送器与散热管连接处，切勿漏气。

7.2 开始使用前，如果阀门是关闭的，则使用时，应该非常小心、缓慢地打开阀门，以免被测介质直接冲击传感器膜片，从而损坏传感器膜片。

7.3 管路中必须保持畅通，管道中的沉积物会弹出，并损坏传感器膜片。

8. 差压变送器在应用中的故障诊断与分析

8.1 调查法

回顾故障发生前的打火、冒烟、异味、供电变化、雷击、潮湿、误操作、误维修。

8.2 直观法

观察回路的外部损伤、导压管的泄漏，回路的过热，供电开关状态等。

8.3 检测法

8.3.1 断路检测：将怀疑有故障的部分与其它部分分离开，查看故障是否消失，如果消失，则确定故障所在，否则可进一步查找，如：智能差压变送器不能正常 Hart 远程通讯，可将电源从表体上断开，用现场另加电源的方法为变送器通电进行通讯，以查看是否电缆是否叠加约 2kHz 的电磁信号而干扰通讯。

8.3.2 短路检测：在保证安全的情况下，将相关部分回路直接短接，如：差变送器输出值偏小，可将导压管断开，从一次取压阀外直接将差压信号直接引到差压变送器双侧，观察变送器输出，以判断导压管路的堵、漏的连通性。

8.3.3 替换检测：将怀疑有故障的部分更换，判断故障部位。如：怀疑变送器电路板发生故障，可临时更换一块，以确定原因。

8.3.4 分部检测：将测量回路分割成几个部分，如：供电电源、信号输出、信号变送、信号检测，按分部分检查，由简至繁，由表及里，缩小范围，找出故障位置。

9. 差压变送器参数

9.1 使用对象：液体、气体和蒸汽。

9.1 测量范围：0~0.1kPa 至 0~40MPa。

9.2 输出信号：4~20mA DC (特殊可为四线制 220V AC 供电，0~10mA DC 输出)。

9.3 供电电源：12~45V DC，一般为 24V DC。

9.4 负载特性：与供电电源有关，在某一电源电压时带负载能力见图 2，负载阻抗 R_L 与电源电压 V_s 关系式为： $R_L \leq 50(V_s - 12)$ 。

9.5 防爆：隔爆型 ExdIICT6。

9.6 量程和零点：外部连续可调。

正负迁移：零点经过正迁移或负迁移后，量程、测量范围的上限和下限值的绝对值，均不能超过测量范围上限的 100%。（智能型：量程比 15：1）最大正迁移量为最小调校量程的 500%；最大负迁移量为最小调校量程的 600%。

9.7 温度范围：放大器工作温度范围： $-29 \sim +93^{\circ}\text{C}$ （LT 型为： $-25 \sim +70^{\circ}\text{C}$ ）。

9.8 灌充硅油的测量组件： $-40 \sim +104^{\circ}\text{C}$ 。

9.9 法兰式变送器灌充高温硅油时： $-20 \sim +315^{\circ}\text{C}$ ，普通硅油： $-40 \sim +149^{\circ}\text{C}$ 。

9.10 静压：4、10、25、32MPa。

9.11 湿度：相对湿度为 5~95%。

9.12 容积吸取量： $<0.16\text{cm}^3$ 。

9.13 阻尼（阶跃响应）：充硅油时，一般在 0.2s 到 1.67s 之间连续可调。

9.14 精确度： $\pm 0.2\%$ 。

9.15 死区：无（ $\leq 0.1\%$ ）。

9.16 稳定性：六个月内（智能型为一年）不超过最大量程的基本误差绝对值。

9.17 振动影响：在任意轴向上，振动频率为 200Hz 时，误差为测量范围上限的 $\pm 0.05\%/g$ 。

9.18 电源影响：小于输出量程的 0.005%/V。

10. 压力变送器参数

10.1 使用对象：液体、气体和蒸汽。

10.2 测量范围：0~0.1kPa 至 0~40MPa。

10.3 输出信号：4~20mA（两线制） 0~5VDC（三线制）。

10.4 供电电源：14~36V DC（两线制） 12~36V DC（三线制）。

11. 投运行要求

11.1 运行时仪表应达到规定的性能指标。

11.2 修整参数，使其满足工艺要求。

11.3 液晶显示应完整、清晰。

12. 设备及环境整齐、清洁、符合管理要求

12.1 整机应清洁，无锈蚀，漆层应平整，光亮、无脱落。

12.2 接线标号应齐全、清晰、且准确。

13. 日常维护

13.1 巡回检查

每天巡回检查，内容包括：

13.1.1 向当班人员了解仪表运行情况。

- 13.1.2 查看仪表显示是否正常。
- 13.1.3 查看仪表的接线插口是否接触良好。
- 13.1.4 查看仪表是否处于锁密状态。
- 13.1.5 发现问题应及时处理，并做好巡回检查记录。

14. 维护程序注意事项

14.1 将变送器从测量服务中撤除，应注意事项

- 14.1.1 在将变送器从测量服务拆除前，应隔离并排空过程线路。
- 14.1.2 拆除所有电气引线和导管。
- 14.1.3 通过拆除四个法兰螺栓及两个对中紧固螺钉与过程法兰分离。严禁将隔离膜擦伤、开孔或施压。
- 14.1.4 用软抹布和适度的清洗溶液清洗隔离膜并用洁净水漂洗干净。
- 14.1.5 无论何时拆除过程法兰或法兰接头，都要对特氟隆 O 形环进行目视外观检查。如果 O 形环有任何损坏，例如：刻痕或切口，应将它们更换。如果没有损坏，可重新利用。

14.2 维护安全注意事项

- 14.2.1 维护人员由两人以上作业。
- 14.2.2 对可能导致工艺参数波动的作业，必须事先取得工艺人员的认可。

15. 故障及处理

15.1 变送器毫安读数为零

- 15.1.1 检验信号端子是否接通电源。
- 15.1.2 检查电源线的极性是否接反。
- 15.1.3 检验端子电压是否处于 10.5 至 42.4 V dc 之间。
- 15.1.4 检查开放式二极管是否与测试端子交叉。

15.2 变送器对所施加的压力变化没有响应

- 15.2.1 检查测试设备。
- 15.2.2 检查引压管线或阀组是否阻塞。
- 15.2.3 检验所施压力是否在 4 和 20 mA 设置点之间。
- 15.2.4 检验输出不在报警状态。
- 15.2.5 检验变送器不在回路测试模式。

15.3 数字压力变量读数不稳定

- 15.3.1 检查测量系统确定压力线路是否有故障设备。
- 15.3.2 检验变送器对设备的开/关不能直接做出反应。
- 15.3.3 检验测量阻尼是否正确设置。

16. 投运

- 16.1 检查仪表接线是否牢固可靠。
- 16.2 检查供电电源是否正常。

17. 投运安全注意事项

- 17.1 投运必须由两人以上作业。
- 17.2 投运前应 与当值人员联系。
- 17.3 差压变送器投运先开差压计正压门，再关平衡门，最后开负压门，即投入。
- 17.4 差压变送器停用 先关负压门，再开平衡门，最后关正压门。

某水电开发有限公司企业标准
某水电站检修规程

电测量变送器检定规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本规程结合相关标准制定，并根据本站电测、热工的实际情况制定。

制订本标准的目的：规定某水电站电测量变送器的检验项目、检修周期、技术要求及试验方法和要求。

本标准适用于某水电站自动化人员对电测量变送器进行检修和检验。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件相抵触的，则以新颁的国家标准行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化管理委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

电测量变送器检定规程

1 总则

1.1 适用范围

本规程适用于在尼勒克一级站使用的交直流电流表、电压表、万用电表、的定期检验、修理后的检验和新购产品 的首次检验。

使用中的仪表应符合本规程的要求，不符合者不得使用。但新购仪表的验收、试验应根据国家标准进行。

（一）、直流电压、电流变送器的实验室检定

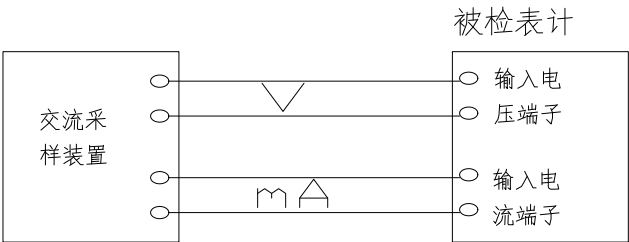
标准器的综合误差不应大于被检变送器基本误差的 1/4。

1. 外观检查

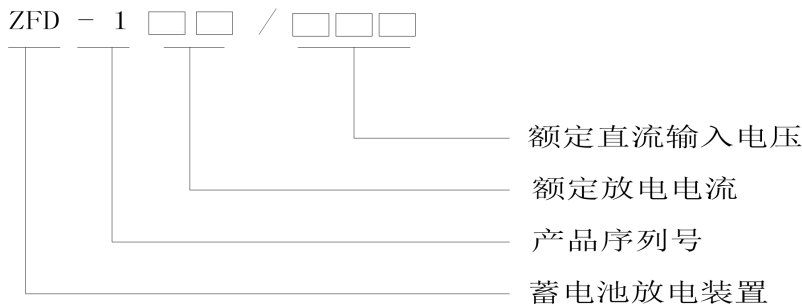
- 1.1 用毛刷、绸布，酒精等对变送器外部清扫。
- 1.2 检查电流变送器主要技术参数，面盘标志，符号等应正确，符合现场运行参数要求。
- 1.3 被检变送器外部零部件，接线端子等应完备无损。

2. 基本误差的检定

将电流变送器按下图方式接入检定装置。



将电压变送器按下图接线方式接入检定装置



2.1 接通检测装置电源，升电流至 80%额定值，对被检电流变送器进行不少于 15min 的通电预热。

2.2 接通检测装置电源，升电压至额定值，对被检电压变送器进行不少于 15min 的通电预热。

2.3 将电流（电压）减至零，然后缓慢地增加电流（电压），在每一个正向试验点，即被检变送器所配置表头的每一带数字刻度点，改变电流（电压），使标准电流（电压）表读数等于其标准值，记录

变送器电流输出回路的直流毫安表读数。

2.4 调节装置将电流（电压）降至零，切断装置电源。

测算被检变送器各试验点的基本误差，并按下式计算：

$$\gamma = \frac{I_X - I_S}{I_F} \times 100\%$$

式中：I_S—输出电流标准值 mA

I_F—该变送器的量程 mA

I_X—输出电流标准值 mA

若其基本误差在被检表的准确度等级范围内，则不予调查，反之则应调整。

2.5 对于经过误差调整的表计，须重复工序 2 各步骤，直至其误差检定合格为止。

3. 绝缘电阻的检定

3.1 在被检表连接在一起的所有线路与参考试验“地”之间用 500V 摇表测量其绝缘电阻。

3.2 测量时加 500V 直流电压，持续 1min 后，读取测量数值，应不低于 5MΩ。

4. 检定结果的处理

4.1 将实测的数据和经过计算的数据按规程要求进行修约和化整；

4.2 将处理后的检定结果填入检定记录中并存挡；

4.3 对全部检定项目都符合规程要求，判定为合格；。

4.4 将被检变送器从检测电路中拆除，并在合格变送器外壳处贴合格证，并注明其有效期限，放好待装。

（二）、有功（无功）功率变送器的实验室检验

标准器的综合误差不应大于被检变送器基本误差的 1/4。

1 外观检查

1.1 变送器的外壳上应有下述标志和符号；

1.2 制造厂名和商标；

1.3 制造厂的产品型号和名称；

1.4 序号和日期；

1.5 等级值；

1.6 被测量种类和线路数（符号 B-2, B-4 或 B-6~B-10）；

1.7 被测量的较低和较高标称值；

1.8 输出电流（电压）和输出负载的范围；

a. 试验电压（符号 C-1, C-2 或 C-3）；

b. 辅助电源值。

1.9 接线端钮上应有清楚的用途标记（符号 F-31, F-42~F-47 等）；

1.10 外壳应无裂缝和明显的损伤；接线螺丝应该齐全；轻摇时，内部应无撞击声；

1.11 检查有无封印。

2. 绝缘电阻的测定

在连接在一起的所有线路（输入线路和辅助线路）与参考接地点之间测量绝缘电阻，测量应在施加 500V 直流电压后 1min 进行。

3. 工频耐压试验

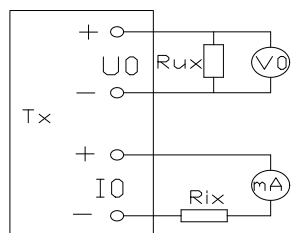
3.1 试验装置应有足够的容量。检测方法是：首先将试验装置的无负载电压调到规定值的 50%，然后接上被测变送器，当观测到电压降小于该电压的 10%时，则认为试验装置的容量是足够的；

3.2 试验电压应满足如下规定：输入电压线路与输入电流线路之间、不同相别的输入电流线路之间的试验电压应为 500V 或 2 倍的标称电压，取其中较大值；

- 3.3 试验电压施加电如下（不参加试验的线路应与参考接地点连接）；
- 3.3.1 连接在一起的所有线路与参考接地点之间；
- 3.3.2 辅助线路与参考接地点之间；
- 3.3.3 连接在一起的输入电压线路与连接在一起的参考输入电路线路之间；
- 3.3.4 不同的输入电流线路之间；
- 3.3.5 试验电压应平稳的上升到规定值，保持 1min，然后平稳的下降到零。

4. 基本误差测定

校验接线图（用比较法检定变送器时的输出回路接线图）



4.1 测量基本误差的程序

4.1.1 按照上图进行接线；

4.1.2 在每一个试验点，施加激励使标准表读数等于其标准值，记录输出回路直流电压表读数 U_x 或直流毫安表读数 x ；

4.1.3 基本误差按下式计算：

$$(U_x - U_s) / U_F * 100\% \text{ 或}$$

$$(I_x - I_s) / I_F * 100\%$$

上二式中 U_s 、 U_F ——输出电压标准值和输出电压基准值，V；

I_s 、 I_F ——输出电流标准值和输出电流基准值，mA。

某水电开发有限公司企业标准
某水电站检修规程

电能计量仪表检定规程

某水电开发有限公司 发布

前 言

本规程结合相关标准制定，并根据本站电测、热工的实际情况制定。

制订本标准的目的：规定某水电站电能计量仪表的检验项目、检修周期、技术要求及试验方法和要求。

本标准适用于某水电站自动化人员对电能计量仪表进行检修和检验。

本标准如有与新颁的国家标准、行业标准或上级文件相抵触的，则以新颁的国家标准行业标准或上级文件精神为准。

本标准自实施之日起开始执行。

本标准由公司标准化管理委员会提出并归口。

某水电开发有限公司企业标准

电能计量仪表检定规程

范围：

本规程适用于尼勒克一级站运行中的电能计量装置，额定频率为 50HZ 或 60HZ，利用电子元(器)件的特性测量交流有功，无功电量的电子式电能表(以下简称电能表)的检定。

1. 电能表的分类办法和检验周期

1.1 分类办法

考核技术经济指标和计收电费的电能计量装置按其计量的重要性分为四类。其类别和相应计量装置的准确度等级要求如表 1 所示。

1.2 检验周期

运行中的电能计量装置应分别按下列周期轮换和现场检验：

- a. I 类电能表：每 3 个月至少现场检验 1 次，每 2～3 年轮换 1 次；
- b. II 类电能表：每 6 个月至少现场检验 1 次，每 2～3 年轮换 1 次；
- c. III 类电能表：每年至少现场检验 1 次，每 2～3 年轮换 1 次；
- d. IV 类电能表：三相电能表每 2～3 年轮换 1 次，单相电能表每 5 年轮换 1 次；

表 1

类 别	计 量 对 象	电能计量装置的准确度等级		
		有 功 电 能 表	无 功 电 能 表	测量用 互 感 器
第 I 类	10000kW 及以上发电机发电量； 120000kVA 及以上变压器供电量； 主网线损与 220kV 及以上地区分界电量； 月平均用电量 1 百万度及以上计费用户	0.5	2.0	0.2
第 II 类	10000kW 以下发电机发电量； 发电厂总厂用电量及供电量； 月平均用电量 10 万 kWh 及以上计费用户	1.0	2.0	0.5
第 III 类	月平均用电量 10 万 kWh 以下的高压计费用户； 320kVA 及以上变压器的计费用户	1.0	2.0	0.5
第 IV 类	320kVA 以下变压器低压计费用户；	2.0	3.0	0.5

	其它非计费的计量			

注：① 100000kW 以下的发电机也允许安装 1.0 级有功电能表及 0.5 级互感。

2. 电能表的检定项目及方法

2.1 标志

受检电能表上的标志应符合国家标准或有关技术条件的规定。

2.2 基本误差

2.2.1 基本误差以相对误差的百分数表示。在本规程第 8 条规定的条件下，电能表的基本误差极限值(简称基本误差限)不得超过表 1 和表 2 的规定。

2.2.2 在检定周期内，电能表基本误差值不得超过表 1 和表 2 的规定；基本误差改变量的绝对值(%)不得超过该表基本误差限的绝对值。

2.2.3 电能表在 24h 内的基本误差改变量(简称变差)的绝对值(%)不得超过该表基本误差限绝对值的 1/5。

2.3 输出与显示

2.3.1 电能表应具有电能值显示或与输入电能值成正比的高频脉冲输出，高频脉冲应为一定幅值的矩形波。

2.3.1.1 要给出高频脉冲常数 CH(TH/kW·h)。

注：pH—高频脉冲。

2.3.1.2 各级标准电能表，在输入为额定功率时，高频脉冲输出频率 fH(HZ)不得低于表 3 的规定。

表 1 单相和平衡负载时三相电能表的基本误差限

类 别		负 载 电 流	功 率 因 数 $\cos \varphi$	基 本 误 差 限 (%)				
				0.02 级	0.05 级	0.1 级	0.2 级	0.5 级
标 准 电 能 表	A 型	$0.05 I_b$	1.0	—	± 0.1	± 0.2	± 0.3	—
		$0.1 I_b \sim I_{max}$	1.0	—	± 0.05	± 0.1	± 0.2	—
		$0.1 I_b$	0.5(L), 0.8(C)	—	± 0.15	± 0.3	± 0.4	—
		$0.2 I_b$	0.5(L), 0.8(C)	—	± 0.075	± 0.15	± 0.3	—
		$0.5 I_b \sim I_{max}$	0.5(L), 0.8(C)	—	± 0.05	± 0.1	± 0.2	—
		用户特殊要求时	0.5 (C)	—	± 0.1	± 0.2	± 0.3	—
		$0.2 I_b \sim I_{max}$	0.25 (L)	—	± 0.2	± 0.3	± 0.5	—
	B 型	$0.5 I_b \sim I_{max}$	1.0	± 0.02	± 0.05	± 0.1	± 0.2	—
		$0.5 I_b \sim I_{max}$	0.5(L), 0.8(C)	± 0.02	± 0.05	± 0.1	± 0.2	—
		用户特殊要求时	0.5(C)	± 0.04	± 0.1	± 0.15	± 0.3	—
		$0.5 I_b \sim I_{max}$	0.25 (L)	± 0.05	± 0.2	± 0.3	± 0.5	—
安 装 式 电 能 表		$0.05 I_b$	1.0	—	—	—	± 0.4	± 1.0
		$0.1 I_b \sim 1.2 I_b$	1.0	—	—	—	± 0.2	± 0.5
		$0.1 I_b$	0.5(L), 0.8(C)	—	—	—	± 0.5	± 1.0
		$0.2 I_b \sim 1.2 I_b$	0.5(L), 0.8(C)	—	—	—	± 0.3	± 0.6
		用户特殊要求时	0.5(C)	—	—	—	± 0.5	± 1.0
		$0.2 I_b \sim 1.2 I_b$	0.25(L)	—	—	—	± 0.5	± 1.0

注：(1) I_b —标定电流；

(2) I_{max} —额定最大电流 ($I_{max} \leq I_b$)；

(3) L—代表感性负载；

C—代表容性负载。

(4) A 型表与 B 型表的主要区别是 A 型表增加了轻载时的基本误差要求。

表 2 不平衡负载时三相电能表的基本误差限

类 别		负 载 电 流	功 率 因 数 $\cos\theta$	基 本 误 差 限 (%)				
				0.02 级	0.05 级	0.1 级	0.2 级	0.5 级
标准 电能表	A 型	$0.1 I_b \sim I_{max}$	1.0	—	± 0.075	± 0.15	± 0.3	—
		$0.2 I_b$	0.5(L)	—	± 0.1	± 0.2	± 0.4	—
		$0.5 I_b \sim I_{max}$	0.5(L)	—	± 0.075	± 0.15	± 0.3	—
	B 型	$0.5 I_b \sim I_{max}$	1.0	± 0.03	± 0.075	± 0.15	± 0.3	—
		$0.5 I_b \sim I_{max}$	0.5(L)	± 0.03	± 0.075	± 0.15	± 0.3	—
安装式 电能表		$0.1 I_b \sim 1.2 I_b$	1.0	—	—	—	± 0.3	± 0.6
		$0.2 I_b \sim 1.2 I_b$	0.5(L)	—	—	—	± 0.4	± 1.0

注：(1)不平衡负载是指在对称的三相额定电压下，电能表任一电流线路有电流而其余电流线路无电流；

(2)功率因数角 θ 是指加在有电流那一组组件上的电流与电压间的相位差。

表 3 标准电能表在额定输入功率下的 fH 值

电能表准确度等级	0.02	0.05	0.1	0.2
fH 最小值(Hz)	5 000	2 000	1 000	500

2.3.1.3 电能表可有与输入电能值成正比的低频脉冲输出，低频脉冲应为一定幅值的矩形波。要给出低频脉冲常数 CL(PL/kW·h)。

注：PL—低频脉冲。

2.3.1.4 电能表要使用(或配用)数字显示器，显示的数字可以代表累计的电能值(J)，也可以代表累计的高频脉冲数(pH)。

注：有的电能表只有高频脉冲输出而没有数字显示器，在测量(或检定时)应配用数字显示器。

2.3.1.5 各级标准电能表，显示器的显示位数不得少于表 4 的规定。

表 4 标准电能表显示器的显示位数

电能表准确度等级	0.02	0.05	0.1	0.2
最少显示位数	6	5	5	5

2.3.1.6 显示器要有复零装置。当为自动复零时，显示时间不得少于 3s。

2.4 控制

在标准电能表中(或显示器中)应具有下列控制功能中的一种或二种(脉冲控制功能和时间控制功能)，以控制累计电能的起动和停止。

2.5 起动、潜动和停止

2.5.1 在额定电压、额定频率及功率因数为1的条件下，在负载电流不超过表5的规定时，单相标准电能表和安装式电能表应启动并累计记数。如果电能表用于测量双向电能，则此项要求适用于施加电能的每一方向。

表5 电能表启动电流

电能表准确度等级	0.02	0.05	0.1	0.2	0.5
起动电流值	$0.0002 I_b$	$0.0005 I_b$	$0.001 I_b$	$0.002 I_b$	$0.003 I_b$

2.5.2 电压回路加额定电压(对三相电能表加对称的三相额定电压)，电流回路中无电流时，安装式电能表在设定时间(设定时间见第13.2款)内，高频脉冲输出不得多于1个脉冲。

2.5.3 当用某种方法使电能表停止记数后，显示数字应不再变化。

2.6 工频耐压和绝缘电阻

2.6.1 电能表在允许使用的温度范围内，在相对湿度不大于80%的条件，辅助线路、电压线路和电流线路对机壳间应能承受频率为50HZ的实际正弦波交流电压2kV(有效值)历时1min的试验；电流线路与电压线路间，不同相别的电流线路间，应能承受频率为50HZ的实际正弦波交流电压600V(有效值)历时1min的试验。

2.6.2 电能表在允许使用的温度范围内，在相对湿度不大于80%的条件下，辅助电源端子对机壳；输入端子对机壳；输入端子对辅助电源端子的绝缘电阻应不低于100MΩ。

2.7 测量的重复性

电能表在额定电压、额定频率及cosΨ=1.0和cosΨ=0.5(L)条件下，对每个测量点做不少于5次测量时，按各测量结果计算的标准偏差估计值S(%)应不超过表6的规定。

表6 电能表的标准偏差估计值S(%)

功率因数 $\cos \varphi$	电能表准确度等级 S (%) 负载电流	0.02	0.05	0.1	0.2	0.5
1.0	$0.5 I_b \sim I_{max}$	0.002	0.005	0.01	0.02	0.05
0.5(L)	$0.5 I_b \sim I_{max}$	0.002	0.005	0.01	0.02	0.05

2.8 确定基本误差时应满足的条件

2.8.1 检各准确度等级的电能表的标准条件及其偏差的允许值应不超过表7的规定。

2.8.2 无可觉察到的振动。

2.8.3 无较强的电磁辐射干扰，如电火花、射频源等。

表 7 标准条件及其允许偏差

影 响 量	标 准 值	检定各级电能表时允许偏差				
		0.02 级	0.05 级	0.1 级	0.2 级	0.5 级
环境温度	20℃	±1℃	±2℃	±2℃	±2℃	±2℃
电 压	额定电压	±0.5%				
频 率	额定频率	±0.1%	±0.1%	±0.1%	±0.2%	±0.5%
波 形	正弦波电压和电流	波形失真度不大于				
		1%	1%	1%	1%	2%
额定频率的外部磁感强度	磁感强度为零*	不大于 0.025 mT				
相对湿度	60%	±15%				
cos φ	规定值	±0.01				
工作位置	制造厂要求	按制造厂要求				

*在测试位置无仪表和接线时的磁感强度。

2.8.4 检定三相电能表时，三相电压、电流相序应符合接线图规定。三相电压、电流系统应基本对称，对称程度应符合表 8 的规定。

2.9 检定装置

2.9.1 用“瓦秒法”或“标准表法”检定电能表时所使用的检定装置，对电能的测量误差和评定测量重复性的标准偏差估计值不得超过表 9 和表 10 的规定。

2.9.2 监视仪表的准确度等级应不低于表 11 的规定。各仪表常用示值的相对误差应满足表 7 和表 8 的要求。电压表、电流表和功率表的测量误差包括电压、电流互感器的误差。

2.9.3 电压、电流调节器，应能平稳地调到监视用功率表(对于标准表法)或标准功率表(对于瓦秒法)所需示值。在额定负载范围内，调节任何一相电压或电流时，其余两相电压或电流的变化应不超过±3%(当检定装置输出电流大于 30A 时允许±5%)。调节电压或电流时，调定的电流或电压应无明显变化。调节功率因数的移相器，要能调节到功率表或相位表所需示值。调在任何相位时，引起输出电压或电流的变化应不超过±1.5%。

2.9.4 在每次测试期间，负载功率稳定度应不低于表 12 的要求。

2.9.5 标准表与被检表同相电压回路的电位差，与被检表额定电压的百分比，应不超过检定装置准确度等级的 1/5。

2.9.6 检定装置的其它技术指标，应满足表 7 和表 8 中的有关规定。

表 8 三相电压和电流系统的对称条件

被检电能表准确度等级	0.02	0.05	0.1	0.2	0.5
每一相(线)电压对三相(线)电压平均值相差不超过(%)	±0.5	±0.5	±0.5	±0.5	±0.5
每相电流对各相电流平均值相差不超过(%)	±1.0	±1.0	±1.0	±1.0	±1.0
任一相电流和相应电压间的相位差与另一相电流和相应电压间的相位差相差不超过	2°	2°	2°	2°	2°

注：(1)按下式确定各电压或电流对三相电压或电流相差的百分数：

$$r_t = \frac{x_t - x_p}{x_p} \times 100$$

式中： x_t ——任一相(线)电压或电流($t=a, b, c$)；

x_p ——各相(线)电压或电流的平均值：

$$x_p = \frac{x_a + x_b + x_c}{3}$$

(2) 相(线)电压与电流间的相位差：

$$\varphi_a = \dot{U}_a \wedge \dot{I}_a,$$

$$\varphi_b = \dot{U}_b \wedge \dot{I}_b,$$

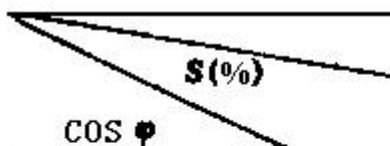
$$\varphi_c = \dot{U}_c \wedge \dot{I}_c.$$

则 $\psi_a - \psi_b \leq 2^\circ$; $\psi_b - \psi_c \leq 2^\circ$; $\psi_c - \psi_a \leq 2^\circ$ 。当电压超前于电流时相位差为正值，电压滞后于电流时相位差为负值。

表 9 检定装置允许的测量误差

被检电能表准确度等级		0.02	0.05	0.1	0.2	0.5
检定装置准确度等级		0.01	0.02	0.03	0.05	0.1
功率因数		允许的测量误差 (%)				
COS φ	1.0	±0.01	±0.02	±0.03	±0.05	±0.1
	0.5 (L)	±0.01	±0.02	±0.04	±0.07	±0.15
	0.5 (C)	±0.015	±0.03	±0.05	±0.1	±0.2
	用户特殊要求 0.25 (L)	±0.02	±0.04	±0.1	±0.2	±0.4
COS θ	不平衡负载时 1.0 和 0.5 (L)	±0.015	±0.025	±0.06	±0.1	±0.25

表 10 检定装置允许的标准偏差估计值 S (%)

 $S(\%)$ $\cos \varphi$	检定装置准确度等级				
	0.01	0.02	0.03	0.05	0.1
1.0	0.001	0.002	0.004	0.008	0.015
0.5 (L)	0.001	0.002	0.006	0.01	0.02

注：计算标准偏差估计值 $S(\%)$ 的公式与第 17.2 款 (13) 式相同。但在测量检定装置的重复性时，每次测量都要重新起动开关和调节设备。

表 11 监视仪表

被 检 表		检定装置	监视仪表准确度等级			
准 确 度 等 级			电 压 表	电 流 表	功 率 表	频 率 表
0.02	0.01	0.5	0.5	0.5	0.1	1
0.05	0.02	0.5	0.5	0.5	0.1	1
0.1	0.03	0.5	0.5	0.5	0.1	1
0.2	0.05	0.5	0.5	0.5	0.2	1
0.5	0.1	0.5	0.5	0.5	0.2	1

注：(1)在三相检定装置中，各相监视电压表误差值(%），应调整到相互之差不超过准确度等级值；
(2)电流表的准确度都是以引用误差给出，只有当其工作在满量程附近时，相对误差才能等于准确度。所以，当检定装置中使用“A型”电能表作为标准表，不用电流互感器变换电流时，监视用电流表的准确度等级要相应提高或选用多量程电流表。

表 12 负载功率稳定度

检 定 装 置	瓦 秒 法	标 准 表 法
准 确 度 等 级	负 载 功 率 稳 定 度 (%)	
0.01	0.002	0.04
0.02	0.003	0.1
0.03	0.005	0.2
0.05	0.01	0.2
0.1	0.02	0.5

注：(1)不适用于标准表对负载功率稳定度有更高要求的情况；

(2) 功率稳定度的评定方法见附录 2。

2.10 电能表检定项目

2.10.1 工频耐压和绝缘电阻试验

2.10.2 直观检查和通电检查

2.10.3 起动、潜动和停止试验

2.10.4 测定基本误差

2.10.5 测定标准偏差估计值

2.10.6 测量 24h 变差

2.11 检定方法

2.11.1 工频耐压和绝缘电阻试验.

2.11.1.1 要对新生产和修理后的电能表进行工频耐压试验。

2.11.1.2 试验电压应满足第 6.1 款规定。

2.11.1.3 耐压试验装置高压侧的容量不少于 500VA，且能平稳地将试验电压从零升到规定值，试验电压波形应为实际正弦波。

2.11.1.4 将 2kV 的试验电压加在所有连接在一起的电压线路、电流线路、辅助电源线路端钮与外壳的接地端钮之间。

600V 的试验电压加在连接在一起的所有电流线路与连接在一起的所有电压线路之间和不同相别的电流线路之间。

2.11.1.5 试验电压应在 5~10s 内由零升到规定值并保持 1min，然后以同样速度降到零。

试验结果是绝缘应不被击穿，试验中如出现电晕，不能认为绝缘被击穿，试验后电能表应能正常工作。

2.11.1.6 在周期检定时，一般可用 1000V 兆欧表测定绝缘电阻，度验条件和试验结果应满足第 6.2 款规定。

2.11.2 直观检查和通电检查

2.11.2.1 直观检查时发现下列缺陷不予检定：

- a. 标志不完整，字迹不清楚；
- b. 开关、旋钮及拨盘等换挡不正确，外部端钮有损坏；
- c. 标准电能表不具有(或配有)任何控制累计电能起动和停止的功能(或装置)。

2.11.2.2 通电检查发现下列缺陷不予检定：

- a. 显示数字不清楚或显示数字不正确；
- b. 标准电能表显示位数少于表 4 规定；
- c. 复零不能正常工作或显示时间少于 3s；
- d. 标准电能表在额定输入功率下高频脉冲输出频率低于表 3 的规定；
- e. 控制功能不可靠。

2.11.3 起动、潜动和停止试验

2.11.3.1 单相电能表和安装式电能表,在额定电压、额定频率和功率因数为1的条件下,负载电流升到表5的规定值后应启动并连续累计记数。

如果电能表用于测量双向电能,则将电流线路反接,重复上述试验。

起动频率的测量误差不超过±10%,起动电流的测量误差不超过±5%,其它实验条件应满足第8条有关规定。

2.11.3.2 电压回路加额定电压(对三相电能表加对称的三相额定电压),电流回路中无电流时,安装电能表在按(1)式确定的时间t内,高频脉冲输出不得多于1个脉冲。

$$t = \frac{3.6 \times 10^4 \times 5}{U_n \cdot I_b \cdot \gamma_s \cdot C_H} \quad (s) \quad (1)$$

式中: U_n —额定电压; I_b —标定电流; γ_s —被检表在额定输入下基本误差限的绝对值; C_H —被检表的高频脉冲常数。

2.11.3.3 电能表起动并累计记数后,用控制脉冲或切断电压使它停止记数后,显示数字应不再变化。

2.11.4 测定基本误差

2.11.4.1 达到通电预热时间后,按着表13和表14规定的负载点进行检定。

2.11.4.2 有特殊需要时,检定某一型式的电能表可以规定与表13和表14不同的负载点。

2.11.4.3 检定时应使标准表和被检表累计的数字不少于表15的规定。

2.11.4.4 检定计读时间时(对于瓦秒法),应有足够多的读数,以使得由于末位改变1个字引起的计读时间误差不超过标准表准确度等级的1/10。

2.11.4.5 检定时应考虑被检表的接地技术要求。

2.11.4.6 在每一负载下,至少做两次测量,取其平均值做为测量结果。如算得的相对误差等于该表基本误差限的80%~120%,应再做两次测量,取这两次和前几次测量的平均值做为测量结果。

2.11.5 用瓦秒法检定电能表

用标准数字功率表测量调定的恒定功率,同时用标准测量器测量被检表累计电能所需的时间,这段时间与恒定功率的乘积为实测电能值,再与被检表累计的电能值相比较,即能确定被检表的相对误差。

用瓦秒法检定电能表时,标准测量器对时间的测量误差(%),应不大于标准表准确度等级的1/20。

表13 检定单相及平衡负载时三相电能表应调定的负载

量 程	功 率 因 数 $\cos \varphi$	标 准 电 能 表		安 装 式 电 能 表
		A 型	B 型	
		负 载 电 流		
基 本 量 程	1.0	$(0.05 I_b), 0.1 I_b,$ $0.5 I_b, I_b$	$0.5 I_b, I_b,$ (I_{max})	$(0.05 I_b), 0.1 I_b,$ $0.5 I_b, I_b$
	0.5 (L)	$(0.1 I_b), 0.2 I_b,$ $0.5 I_b, I_b$	$0.5 I_b, I_b,$ (I_{max})	$(0.1 I_b), 0.2 I_b,$ $0.5 I_b, I_b$
	0.8 (C)	$(0.1 I_b), 0.2 I_b,$ $0.5 I_b, I_b$	$0.5 I_b, I_b,$ (I_{max})	$(0.1 I_b), 0.2 I_b,$ $0.5 I_b, I_b$
	0.6 (C) 0.25 (L)	I_b	I_b	I_b
其 余 量 程	1.0 0.5 (L)	$0.5 I_b, I_b$ $0.5 I_b$	$0.5 I_b, I_b$ $0.5 I_b$	$0.5 I_b, I_b$ $0.5 I_b$

- 注：(1)周期检定时，括号内的负载点可按实际需要决定是否检定；
(2)只有当用户特殊要求时，才需在 $\cos \psi=0.5(C)$ 和 $\cos \psi=0.25(L)$ 条件下检定；
(3) $\cos \psi=0.8(C)$ 适用于单相电能表和需要测量容性电能的三相电能表；
(4)周期检定时，其余量程可根据实际需要选择检定点。

表 14 检定不平衡负载时三相电能表应调定的负载

功 率 因 数 $\cos \theta$	标 准 电 能 表		安 装 式 电 能 表
	A 型	B 型	
	负 载 电 流		
1.0	$0.1 I_b,$ I_b	$0.5 I_b, I_b,$ (I_{max})	$0.1 I_b,$ I_b
0.5 (L)	$0.2 I_b,$ I_b	$0.5 I_b, I_b$ (I_{max})	$0.2 I_b,$ I_b

注：括号内的负载点可按实际需要决定是否检定。

表 15 各级电能表累计数字

电能表准确度等级	0.01	0.02	0.05	0.1	0.2	0.5
最 少 累 计 数	100 000	50 000	20 000	10 000	5 000	2 000

应恰当选择标准测时器计读的时间，使之满足 14.4 款的要求。

2.11.5.1 定时测量法

记下在标准测时器测定的一段时间内被检表累计的电能值，用(2)式计算相对误差 γ (%)。

$$\gamma = \frac{W - P \cdot t}{P \cdot t} \times 100 + \gamma_w \quad (2)$$

式中： γ_w —标准功率表或检定装置的已定系统误差(%，不需修正时 $\gamma_w=0$ ；

P—标准功率表测得的恒定功率值(W)；

t—标准测时器测得的时间(s)；

W—被检表显示的电能值(J)。

当被检表显示的是所累计的高频脉冲数时，(2)式中的W用(3)式计算。

$$W = \frac{3.6 \times 10^6}{C_H} \cdot m \quad (\text{J}) \quad (3)$$

式中：m—被检表显示的高频脉冲数；

C_H —被检表的高频脉冲常数(pH/kW·h)。

若被检表的高频脉冲常数用其它单位标注，则按表 16 换算。

若标准数字功率表经外配电流、电压互感器接入，则(2)式中的P应乘以电流、电压互感器的变比KI、KU。

若被检表(或标准数字功率表)的倍率开关不是在×1档，则(2)式中的W(或P)应乘以倍率值KF。

2.11.5.2 定低频脉冲数(N)测量法

当用固定低频脉冲数(N)测量时间的瓦秒法检定时，被检表的相对误差 γ (%)按(4)式计算：

$$\gamma = \frac{t' - t}{t} \times 100 + \gamma_w \quad (4)$$

式中： γ_w —标准功率表或检定装置的已定系统误差(%，不需修正时 $\gamma_w=0$ ；

t—实测时间(S)。即被检表在恒定功率下输出N的低频脉冲时，标准测时器测定的时间；

t'—算定时间(S)。即假定被检表没有误差时，在恒定功率下输出N个低频脉冲所需要的时间，按(5)式计算。

$$t' = \frac{3.6 \times 10^6 \cdot N}{C_L \cdot P} \quad (\text{s}) \quad (5)$$

式中：N—选定的低频脉冲数；

C_L —被检表的低频脉冲常数(pL/kW·h)。

若被检表的低频脉冲常数用其它单位标注，则按表 16 换算。

表 16 电能表常数换算表

电 能 表 常 数 C_L^*, C_H^* 的 单 位	换 算 为 $C_L(p_L/\text{kW}\cdot\text{h})$ $C_H(p_H/\text{kW}\cdot\text{h})$
$(\text{kW}\cdot\text{h}/p_L), (\text{kW}\cdot\text{h}/p_H)$	$C_L = 1/C_L^*, \quad C_H = 1/C_H^*$
$(\text{kW}\cdot\text{s}/p_L), (\text{kW}\cdot\text{s}/p_H)$	$C_L = 3.6 \times 10^3 / C_L^*, \quad C_H = 3.6 \times 10^3 / C_H^*$
$(\text{W}\cdot\text{h}/p_L), (\text{W}\cdot\text{h}/p_H)$	$C_L = 1 \times 10^3 / C_L^*, \quad C_H = 1 \times 10^3 / C_H^*$
$(\text{W}\cdot\text{s}/p_L), (\text{W}\cdot\text{s}/p_H)$	$C_L = 3.6 \times 10^6 / C_L^*, \quad C_H = 3.6 \times 10^6 / C_H^*$
$(p_L/\text{kW}\cdot\text{s}), (p_H/\text{kW}\cdot\text{s})$	$C_L = 3.6 \times 10^3 C_L^*, \quad C_H = 3.6 \times 10^3 C_H^*$
$(p_L/\text{W}\cdot\text{s}), (p_H/\text{W}\cdot\text{s})$	$C_L = 3.6 \times 10^6 C_L^*, \quad C_H = 3.6 \times 10^6 C_H^*$
$(p_L/\text{W}\cdot\text{h}), (p_H/\text{W}\cdot\text{h})$	$C_L = 10^3 C_L^*, \quad C_H = 10^3 C_H^*$

2.11.6 用标准表法检定电能表

将标准表测定的电能与被检表测定的电能相比较，即能确定被检表的相对误差。

2.11.6.1 定时比较法

在特定的一段时间 t (s) 内，分别记下标准表和被检表累计的电能值，用 (6) 式计算被检电能表的相对误差 γ (%)。

$$\gamma = \frac{W' - W}{W} \times 100 + \gamma_0 \quad (6)$$

式中： γ_0 —标准表或检定装置的已定系统误差 (%)，不需修正时 $\gamma_0 = 0$ ；

W' —被检表显示的电能值 (J)；

W —标准表显示的电能值 (J)。

若被检表累计的是高频脉冲数，则：

$$W' = \frac{3.6 \times 10^6}{C_H} \cdot m \quad (7)$$

式中： m —被检表累计的高频脉冲数；

C_H —被检表的高频脉冲常数 (pH/kW·h)。

若标准表累计的也是高频脉冲数，则 W 值也用 (7) 式计算，此时， m 要换成标准表累计的高频脉冲数， C_H 要换成标准表的高频脉冲常数。

若标准表经外配电流、电压互感器接入，则 (6) 式中的 W 要乘以电流、电压互感器的变比 $K_I \cdot K_U$ 。

若标准表 (或被检表) 的倍率开关不是在 $\times 1$ 档，则 (6) 式中的 W (或 W') 应乘以倍率 K_F 。

要恰当地选择时间 t 和标准表及被检表的倍率档，使得在时间 t 内标准表和被检表显示器上累计的数字满足第 14.3 款的要求。

2.11.6.2 定低频脉冲数(N)比较法

当用被检表输出一定的低频脉冲数(N)，停住标准表的方法检定时，被检表的相对误差 γ (%)按(8)式计算。

$$\gamma = \frac{W_0 - W}{W} \times 100 + \gamma_0$$

式中： γ_0 —标准表或检定装置的已定系统误差，不需修正时 $\gamma_0=1$ ；

W—实测电能值，即标准表累计的电能值(J)；

W₀—算定电能值，即被检表在没有误差运行下，输出N个低频脉冲时，标准表应累计的电能值(J)。按(9)式计算。

$$W_0 = \frac{3.6 \times 10^6}{C_{L0}} \cdot n_0$$

式中： C_{L0} —标准表的低频脉冲常数(pL/kW·h)。

n₀—算定脉冲数，按(10)式计算。

$$n_0 = \frac{C_{L0} \cdot N}{C_L \cdot K_I \cdot K_U}$$

式中： C_L —被检表的低频脉冲常数(pL/kW·h)；

K_I、K_U—标准表外接的电流、电压互感器变比。当没有外接电流、电压互感器时，K_I和K_U都等于1。

要适当地选择被检表的低频脉冲数N，使得标准表的显示数字满足14.3款的要求。

2.11.6.3 高频脉冲数预置

在标准表和被检表都在连续运行的情况下，计读标准表在被检表输出N个低频脉冲时输出的高频脉冲数m，做为实测高频脉冲数，再与算定(或预置)的高频脉冲数相比较，用(11)式计算被检表的相对误差 γ (%)。

$$\gamma = \frac{m_0 - m}{m} \times 100 + \gamma_0$$

差 γ (%)。

式中： γ_0 —标准表或检定装置的已定系统误差。不需修正时 $\gamma_0=0$ ；

m—实测高频脉冲数；

m₀—算定(或预置)高频脉冲数，按(12)式计算。

$$m_0 = \frac{C_{H0} \cdot N}{C_L \cdot K_I \cdot K_U}$$

式中： C_{H0} —标准表的高频脉冲常数(pH/kW·h)；

C_L —被检表的低频脉冲常数(pH/kW·h)；

K_I、K_U—标准表外接的电流、电压互感器变比。没有外接电流电压互感器时，K_I和K_U都等于1。

要适当地选取被检表的低频脉冲数N和标准表外接的电流互感器量程或标准表的倍率开关档，使算定(或预置)脉冲数和实测脉冲数满足14.3款的要求。

2.11.7 测定标准偏差估计值

在额定电压、额定频率和标定电流下，对功率因数为 1 和 0.5(L) 两个负载点分别做不少于 5 次的相对误差测量，然后按 (13) 式计算标准偏差估计值 S(%)。

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\gamma_i - \bar{\gamma})^2} \quad (13)$$

式中：n—对每个负载点进行重复测量的次数， $n \geq 5$ ；

γ_i —第 i 次测量出的相对误差(%)；

$\bar{\gamma}$ —各次测量得出的相对误差平均值(%)。即：

$$\bar{\gamma} = \frac{\gamma_1 + \gamma_2 + \cdots + \gamma_n}{n}$$

计算标准偏差估计值时，要用化整后的相对误差值 γ (%) 来计算。

2.11.8 测量 24h 变差

只在首次检定时做 24h 变差测量。

测定基本误差之后，将被检表在室温下放置 24h。然后置于标准条件下，待温度平衡后，再次测定在额定电压、额定频率和标定电流下，功率因数为 1 和 0.5(L) 两个负载点的基本误差(%)。测量结果不得超过该表基本误差限，且应满足第 2.3 款的要求。

2.12 检定结果的处理和检定周期

2.12.1 检定结果的处理

2.12.1.1 电能表相对误差 γ (%) 和标准偏差估计值 S(%) 的末位数，应按照表 17 的规定化整为化整间距的整数倍。

表 17 相对误差和标准偏差估计值的化整间距

被检装置的准确度等级	0.02	0.05	0.1	0.2	0.5
γ (%) 化整间距	0.002	0.005	0.01	0.02	0.05
S(%) 化整间距	0.0002	0.0005	0.001	0.002	0.005

需要考虑用标准表或检定装置已系统误差修正检定结果时，应先修正检定结果，再进行误差化整。判断电能表的相对误差及标准偏差估计值是否合格，一律以化整后的结果为准。

2.12.1.2 经检定合格，符合本规程要求的电能表，发给“检定证书”；不合格的发给“检定结果通知书”；出厂检定合格的发给“检定合格”。

2.12.2 检定周期

使用中的电能表检定周期不得超过一年，如遇特殊情况可随时送检。

附 录

附录 1 检定接线图

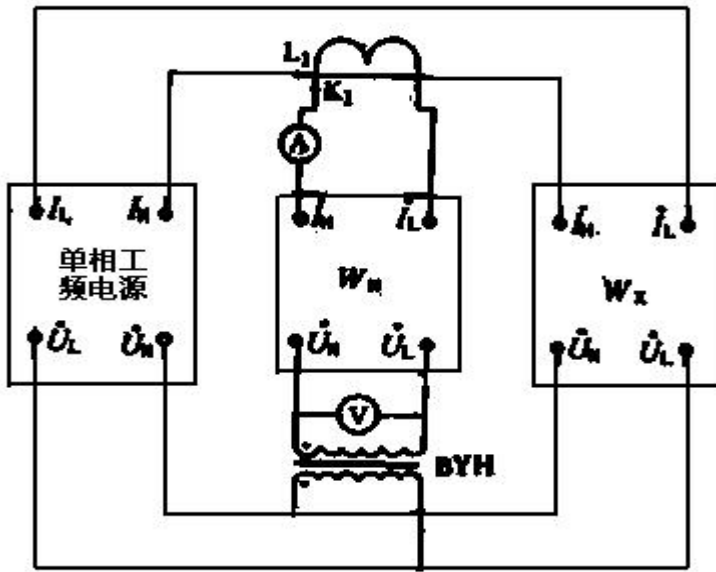


图1 单相电能表检定接线图

图1至图3中的符号：

WN—标准电能表或标准功率表；

WX—被检电能表；

A—电流表；

V—电压表；

BYH—标准电压互感器；

L1, K1—标准电流互感器初级、次级绕组的发电机端。

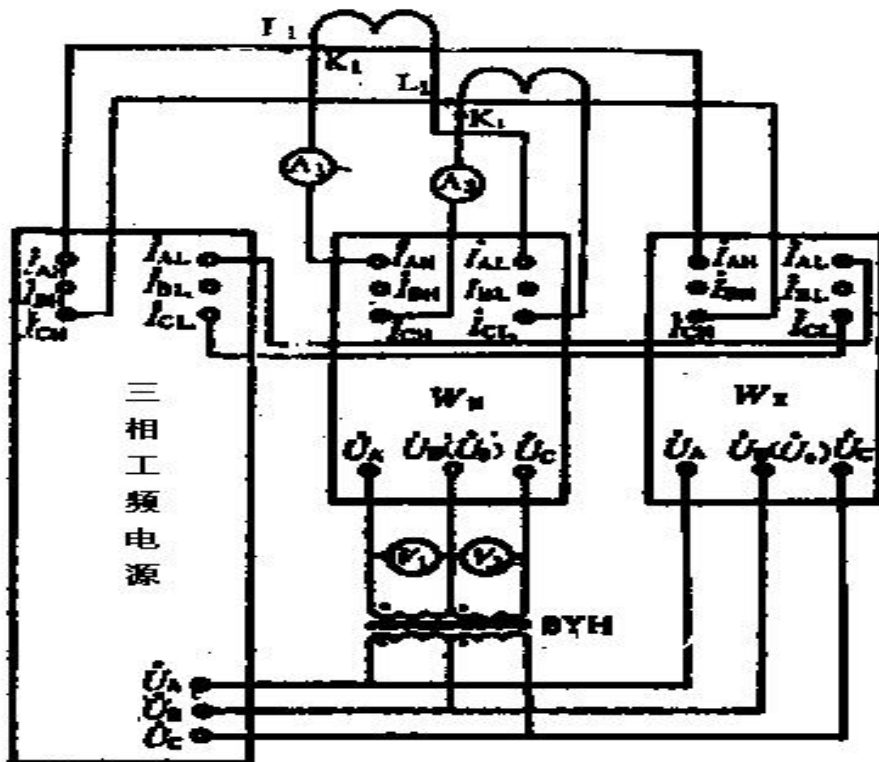


图2 三相三线电能表检定接线图

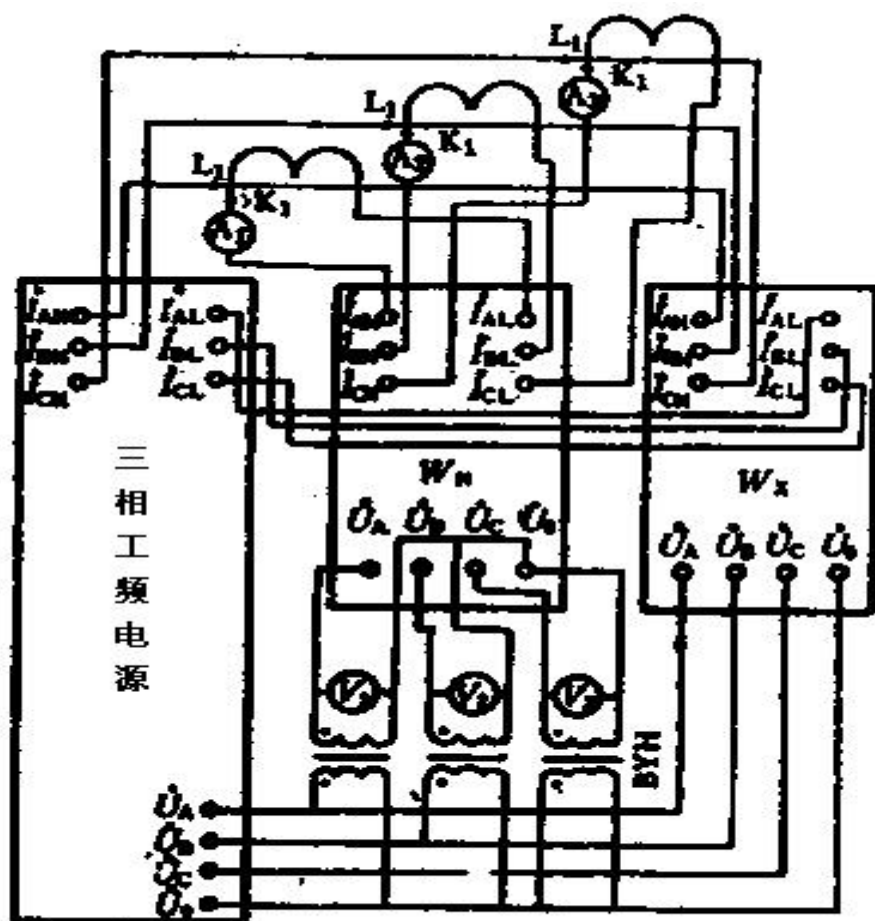


图3 三相四线电能表检定接线图

附录 2 测量数据化整的方法

化整间距数为 1 时的化整方法：保留位右边对保留位数字 1 来说，若大于 0.5，则保留位加 1；若小于 0.5，则保留位不变；若等于 0.5，则保留位是偶数时不变，保留位是奇数时加 1。

化整间距数为 2 时的化整方法：若保留位右边不为零，则保留位是奇数时加 1；保留位是偶数时不变。若保留位右边全为零，则保留位是偶数时不变。若保留位右边全为零，保留位是 1, 5, 9 时，则保留位前面一位是偶数时，保留位退成相近的偶数；保留位前面一位是奇数时，保留位进成相近的偶数。若保留位右边全为零，保留位是 3, 7 时，则保留位前面一位是偶数，保留位进成相近的偶数；保留位前面一位是奇数时，保留位退成相近的偶数。

化整间距数为 5 时的化整方法：保留位及其右边的数字若小于或等于 25，保留位变零；若大于 25 而小于 75，保留位变成 5；若等于或大于 75，保留位变零，而保留位左边那位加 1。