

ICS 07 060

CCS A47

DB21

辽 宁 省 地 方 标 准

DB21/TXXXX—2022

农村水电站运行管理与检修规程

Rules for Operation Management and maintenance of rural
hydropower stations

(征求意见稿)

2022-XX-XX 发布

20XX-XX-XX 实施

辽宁省市场监督管理局 发布

目 次

前 言	I
1 总 则	1
2 术 语	1
3 水轮机运行与检修	1
4 发电机运行与检修	7
5 机组辅助设备运行与检修	19
6 高压断路器的运行与检修	23
8 互感器的运行与检修	37
9 变压器的运行与检修	43
10 厂用电和直流系统的运行与检修	55
11 水电站微机监控系统运行与检修	58
12 水工机械设备运行与检修	59
13 水电站生态流量管理	62

前 言

本标准按照 GB/T 1.1-2020《标准化工作指导 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本标准的某些内容可能涉及专利。本标准的发布机构不承担识别专利的责任。

本标准由辽宁省水利厅提出并归口。

本标准起草单位：

本标准主要起草人：

本标准发布实施后，任何单位和个人如有问题和意见建议，均可以通过来电和来函等方式进行反馈，我们将及时答复并认真处理，根据实际情况依法进行评估及复审。

归口管理部门及通信地址：辽宁省水利厅，沈阳市和平区十四纬路 5 号；联系电话：024-。

标准起草单位及通信地址：辽宁省水利事务服务中心，沈阳市和平区十四纬路 5 号，联系电话：024-62181602。

农村水电站运行管理与检修规程

1 总 则

1.1 为了保证水电站职工在生产中的生命安全，以及水电站机组、电气设备及水工机械等设备的良好运行，结合电站安全生产多年来的实践经验，制定本规程。

1.2 安全生产，人人有责。各级领导必须以身作则，要充分发挥安全生产部门的作用，严格监督本规程的贯彻执行。

1.3 本规程适用于总装机容量为 50MW 及以下的小水电在运行与检修水轮发电机组、电气设备、自动监控设备、水工机械设备上工作的人员。各单位可根据现场情况制定补充条文，经厂站（主管生产的领导（总工程师）批准后执行。

1.4 任何工作人员发现有违反本规程，并足以危及人身和设备安全者，应立即制止。

1.5 对认真遵守本规程者，应给予表扬和奖励；对违反本规程者，应认真分析、加强教育、视情节轻重进行处罚。对造成严重事故者，应按情节轻重，给予行政或刑事处罚。

2 术 语

2.0.1 断路器 circuit-breaker

能关合、承载、开断运行回路正常电流，也能在规定时间内关合、承载及开断规定的过载电流（包括短路电流）的开关设备，也称开关。

2.0.2 隔离开关 disconnecter

在分位置时，触头间有符合规定要求的绝缘距离和明显的断开标志；在合位置时，能承载正常回路条件下的电流及在规定时间内异常条件（例如短路）下的电流的开关设备。

2.0.3 操作票 operating order

工作票是准许在电气设备上工作的书面安全要求之一，可包含编号、工作地点、工作内容、计划工作时间、工作许可时间、工作终结时间、停电范围和安全措施，以及工作票签发人、工作许可人、工作负责人和工作班成员等内容。

2.0.4 工作票 work order

操作票是操作前填写操作内容和顺序的规范化票式，可包含编号、操作任务、操作顺序、操作时间，以及操作人或监护人签名等。

3 水轮机运行与检修

3.1 水轮机的日常管理

3.1.1 每台水轮机应按厂内规定次序进行编号，并将序号明显地标明在水轮机的外壳上，其号码应与发电机编号相对应。

3.1.2 水轮机应按水头的不同，装设相应的压力表和真空表。

3.1.3 水轮机室与主控室应装有联系信号及电话。

3.1.4 水轮机室（旁）应配有灭火装置。

3.1.5 每台水轮机应有技术档案，其内容包括：

- a) 水轮机的安装、维护、使用说明书及随机供给的技术文件和产品图纸。
- b) 安装、试验、交接和验收记录。
- c) 历次大、小修的项目、更新改造项目及检修后的技术数据。
- d) 有关水轮机运行、事故处理记录。

3.1.6 每台水轮机及其附属设备，应有适应的备品、备件，备品、备件应存放在仓库内，并进行定期保养。

3.2 水轮机的正常运行

- 3.2.1 水轮机可按设计的相关参数长期连续运行。
- 3.2.2 机组不得低转速长时间运转，在额定转速的 35%以下时，一般应制动停机。
- 3.2.3 机组各轴承的油温低于 5℃时，机组不允许启动，油温低于 10℃时应停止供给冷却水，油温控制在 5~55℃之间。（新型材料轴瓦按厂家规定执行）。
- 3.2.4 水轮机轴承的瓦温不宜超过 60℃，最高不得超过 70℃。当轴承瓦温达到 65℃时，应发出故障信号，当温超过 70℃时，应发出机组事故跳闸信号，并跳闸。弹性金属塑料推力轴瓦瓦温不宜超过 55℃。轴承冷却水温度，应在 5℃~30℃，冷却水压力一般根据各自水头不同而有所不同，宜为 0.15MPa~0.30MPa。（新型材料轴瓦按厂家规定执行）。
- 3.2.5 各轴承油面高度：停机时，应在油位标准线附近。
- 3.2.6 机组各部摆度及振动值应在允许范围内（按厂家规定）。
- 3.2.7 机组制动装置应正常，对于气制动方式机组，制动气压应为 0.5MPa~0.7MPa，当机组在额定转速的 20%~35%时开始制动，制动时间宜为 2min。对于额定转速大于等于 750r/min 的机组，允许值为 20%，转速越低，允许值越高。应避免在低转速下长期运行。水斗式水轮机组采用负喷嘴反向冲水制动时，制动时间最长不应超过 5min，制动冲水投入和切除的监控装置工作应正常。
- 3.2.8 水轮机组一般应在自动调速情况下运行，导水叶开度限制应放在相应于最大出力的开度位置，但在特殊情况下：如调速系统工作不稳定，失灵等，可使用开度限制或手动控制。采用自动调速器控制的机组，应保证调速器工作油压正常。
- 3.2.9 机组有下列情况时应改为手动调速，禁止用自动调速。
- 油泵及压力信号装置损坏。
 - 压力油罐内油汽比例失调。
- 3.2.10 禁止在下列不能保证机组安全的情况下运行：
- 当上下游水位不能保证机组正常运转时或尾水管内真空冲击过大。
 - 当负荷造成机组不允许的振动时。
 - 当负荷造成机组不允许的摆动时。
 - 主保护及后备保护均失灵时。
- 3.2.11 机组启动前应检查：
- 新装机组或大修后投入运行前，必须将工作人员全部退出工作现场，确认机组内无人工作，并收回全部工作票，再作如下检查，方可投入运行。
- 检查压力钢管、蜗壳等流道及补气管中无杂物。
 - 制动装置工作正常且处于复归位置。
 - 检查导水机构，剪断销有无松动或损坏。
 - 检查发电机内部、空气间隙有无杂物或遗留工具。
 - 机组自动化装置正常。
 - 发电机的集电环碳刷弹簧压力正常，并无卡阻、松动现象。
 - 水轮机各密封装置应良好。
 - 水轮机进水主阀和调压阀的操作机构和行程开关工作正常。
 - 检查油、气、水系统各部是否正常，各轴承油位、油色情况，排水泵工作是否良好，空气压缩机能否按整定值自动启动和停止。
 - 调速器工作是否正常，开机前应明确用手动操作还是自动控制。
 - 水轮发电机组四周，有否妨碍工作的其它杂物。
 - 电气各项试验、机组过速及甩负荷试验合格。
 - 新装机组连续 72h 满负荷试运行合格。受电站水头和电力系统条件限制，机组不能带额定负荷时，可按当时条件在尽可能大的负荷下进行 72h 连续运行。

3.2.12 开机操作程序

a) 开机前的准备工作:

1) 蜗壳充水前, 必须对调速器作全面检查和动作试验, 打开总油阀, 用油压操作机组, 操作开度限制手轮到 5%, 检查调速器有无漏油现象, 然后慢慢升到 25%、50%、100%, 由全关到全开, 再由全开到全关, 观察有无异常现象, 最后关闭导水叶。

2) 对水轮机蜗壳进行充水、放气, 使蜗壳内充满水。

3) 将所有电源开关, 油、气、水阀门, 投入正常运行位置。

4) 立式机组应顶转子。

b) 用手动、自动操作、开启机组。将机组开至 95%转速、启励建压、调整转速、电压带同期后并入系统。

c) 并列系统后, 根据负荷需要, 确定开度位置。

3.2.14 如遇下列情况之一者, 禁止启动机组:

a) 进水闸门、尾水闸门及蝶阀(闸阀)尚未全开。

b) 水轮机或发电机主要保护失灵。

c) 轴承油位、油色不合格。

d) 冷却水不能正常供给。

e) 油压装置或调速器失灵。

f) 制动装置故障, 不能安全停机。

3.2.15 开机前应具备条件:

a) 导叶开度指示在零位, 导水叶全关。油压装置正常。如用调速器操作时, 总油阀应开启, 调速器锁定在解除位置。

b) 油、气、水系统工作正常。

c) 蝶阀(闸阀)在全开位置。

d) 调速器紧急停机电磁阀在落下位置。

e) 制动气压符合设计值, 制动闸在脱开位置。

f) 发电机断路器在跳闸位置。

g) 灭磁开关在断开位置。

h) 开机指示灯亮。

3.2.16 正常停机操作:

a) 接到停机命令后, 减少有功及无功负, 有功负荷减至空载。无功负减至跳闸整定值, 跳断路器。

b) 当断路器断开后, 把导水叶关闭至零。

c) 当转速达到额定转速的 35%左右时, 打开制动装置进行刹车。

d) 关闭调速器总油阀。

e) 关闭轴承冷却水。

f) 做好停机运行记录。

g) 对机组进行一次全面检查。

3.3 水轮机组运行中的监视、维护与故障处理

3.3.1 每隔 1-2 小时, 对机组的各运行参数作一次认真的记录。

3.3.2 水轮机运行中的监视与维护:

a) 机组运转声正常, 无异常振动、摆动和气味。

b) 导水叶、导叶拐臂、剪断销正常无破损。

c) 主轴及导叶套无严重漏水。

- d) 真空补气阀运行良好。
- e) 油、气、水管路无漏油、漏气、漏水及阻塞现象。
- f) 各表计指示正确。

3.3.3 各轴承温度及测量装置的监视与维护：

- a) 各轴承的油位应在油位线上、下限之间，油质应良好。
- b) 轴承冷却水压力、流量符合规定。
- c) 轴承各处及油管无漏油现象。
- d) 轴承内无杂音。
- e) 各轴承温度一般不超过 60℃，若高于 70℃应立即停机检查（新型材料轴瓦按厂家规定执行）。

3.3.4 水轮机的故障及事故处理

- a) 运行中如遇下列情况之一者，应立即停机处理：
 - 1) 水轮机运转声音异常，并处理无效。
 - 2) 水轮机某轴承温度超过 70℃。
 - 3) 水轮机重要部件断裂。
 - 4) 机组振动、摆动超过允许值，并经处理无效。
 - 5) 其它有危及人身、设备安全时。
- b) 机组超速处理：
 - 1) 现象：
 - 机组发出超速声；
 - 负荷甩掉，周波上升；
 - 调速器转速表指示上升。
 - 2) 处理：
 - 情况严重者，应立即按紧急停机按钮：包括油槽有否甩油、阻尼环有无变形、转动部分螺丝有否松动等；
 - 再次启动后，应检查振动、摆度及轴瓦温度。
- c) 轴承温度不正常上升：
 - 1) 现象：轴承温度不正常上升，温度表读数上升很快。
 - 2) 处理：
 - 检查各部有无漏油，油面、油色是否正常；
 - 轴承冷却水供给是否正常；
 - 机组振动、摆度有无增加、过大；
 - 轴承内部有无不正常的声响；
 - 加强轴承温度的监视；
 - 测温传感器引线是否接触不良或断线；
 - 若无法消除，应停机检查。
- d) 轴承冷却水中止：
 - 1) 现象：
 - 水压表指示下降或为零，示流器无水；
 - 冷却水排水管出口无水；
 - 轴承温度指示上升。
 - 2) 处理：
 - 检查进水管流量开关；
 - 检查取水口、水管、过滤器有无堵塞；

若以上两项均正常，而轴承温度继续上升，应请示停机处理。

- e) 轴承油面下降:
- 1) 现象:
 - 油面不合格，低于正常油位规定线；
 - 轴承温度上升。
 - 2) 处理:
 - 检查有无漏油；
 - 加油，使轴承油箱油面达到油位规定线。
- f) 导水叶剪断销折断:
- 1) 现象:
 - 剪断销折断，水力不平衡，机组产生异音；
 - 折断的导水叶开度与众不同；
 - 振动和摆度增加，轴承温度升高。
 - 2) 处理:
 - 检查现场，根据具体情况处理；
 - 一时无法消除的，应停机或关主阀进行调换剪断销。
- g) 轴承冷却器破损漏水:
- 1) 现象:
 - 油槽油面上升；
 - 油槽油色混浊，油里有水；
 - 轴承温度升高。
 - 2) 处理: 立即停机。调换或补焊冷却器（更换或修复的冷却器要按 2 倍额定冷却水压进行试验，无渗漏）。
- h) 机组振动、摆度超过允许值:
- 1) 现象: 机组振动、摆度增加，超过规定值。
 - 2) 处理:
 - 若因负荷不当引起，应避开该负荷运行；
 - 若一时无法处理的，应停机检查原因。
- i) 调速器压力油压力下降，低于最低极限
- 1) 现象:
 - 发出油压低信号；
 - 油压装置压力表、调速器控制系统压力表指示低于正常值。
 - 2) 处理:
 - 将机组立即改为手动操作；
 - 检查压力装置有否漏油；
 - 检查油泵、进油管道有无堵塞；
 - 是否集油槽油不足，致使打不上油。
- j) 调速器自动失灵:
- 1) 现象:
 - 调速器不能自动；
 - 继电器发生异常摆动，使频率和负荷不稳定。
 - 2) 处理:
 - 立即改为手动操作；
 - 首先查各压力表的指示情况，再判断故障所在原因；

- 值班人员应观察其改为油压及手动操作的变化情况；
- 检查各切换阀是否在自动位置上；
- 检查调速器各部件是否有损坏或失灵；
- 检查调速器系统油管路是否堵塞，使油路不通；
- 如均无异常情况，可切回自动位置进行观察。

3.4 水轮机检修

3.4.1 水轮机检修的分类

水轮机检修一般分为定期检查、小修、大修和扩大性大修四类。

3.4.2 定期检查由分管生产的领导主持，各运行值长与检修班长参加，每周一次，在不停机的情况下进行。检查的基本内容为机组的外观清洁、油位、油质检查；机组振动和摆度的测定；运行时声响有无异常；各管道阀门是否渗漏；各表计指示是否正常。

3.4.3 小修是不拆整机和复杂部件的局部性检修，为确保水轮机在大修周期内安全运行到下一次大修，对水轮机进行定期的检查、清扫、试验和修理，消除已发现的局部缺陷或更换个别部件，并为大修提供依据。小修一般每年进行两次（当年有大修计划的可进行一次），要停机进行。

3.5.4 大修是根据检修规程对机组进行有计划的彻底全面的检查和修理，全部或部分解体，进行更换、修理易损的主要部件，恢复水轮机设计性能与出力。结合大修对设备作技术性的改造。大修间隔主要取决于机组的流蚀等情况，根据不同情况区别对待，一般 5-6 年进行一次，多泥沙电站 3~4 年一次。

3.4.5 扩大性大修是指吊出水轮机转轮，将机组全部分解、拆卸，检修所有被损坏的零、部件，修复和改造个别部件。扩大性大修一般 6—8 年进行一次。

3.4.6 水轮机的检修项目

水轮机的检修项目分为标准项目、特殊项目和重大特殊项目。标准项目是指在大修时必须完成的基本项目；特殊项目是指标准项目以外的项目，一般应根据实际情况确定；重大特殊项目是指技术复杂、工作量大、费用高或对设备系统结构有重大改进的项目。水轮机检修项目如下：

a) 水轮机轴承：

- 轴承间隙测定；
- 止水装置及轴承解体清扫；
- 橡胶瓦检查、清扫；
- 橡胶瓦组合测量与加垫调整；
- 轴颈清扫测量；
- 合金轴瓦解体检查，清扫检查；
- 检查轴瓦球面；
- 油盆清扫，渗漏试验及检查，油泵分解检查；
- 更换挡油圈、油环等零件；
- 轴承箱、油过滤器清扫检查，油冷却器水压试验；
- 更换止水装置，密封的易损件。

b) 导水机构：

- 顶盖排水装置解体、检查、清扫；
- 导水机构润滑部分加注黄油；
- 导叶端部立面间隙测量及调整；
- 导叶套筒拆装、检修、更换导叶止水装置；
- 部分导叶气（磨）蚀损坏的修补；

- 接力器分解检查，更换活塞环或O型圈；锁定装置解体检查及动作试验；
 - 接力器压紧行程的测量与调整；
 - 水斗式水轮机的控制机构、喷管挡水板平水栅、折向板等检查清扫；
 - 喷嘴配压阀分解检查、清扫、更换盘根；喷针、喷嘴修补及磨合；
 - 喷管水压试验；检查更换喷针杆及其导向瓦。
- c) 转轮及主轴：
- 止水环间隙测量（或轴流转浆式转轮叶片与转轮室间隙）及转轮圆度测量；
 - 转轮及转轮室的气蚀、磨损、裂纹检查及修补；
 - 泄水锥固定情况检查，气蚀修补；
 - 轴流转浆式转轮叶片密封装置检修；
 - 转轮充油后叶片动作试验及密封装置漏油量测定；
 - 转轮室可卸段内部清扫及更换损坏零件。
- d) 蜗壳与尾水管：
- 蜗壳及尾水管一般性检查；
 - 尾水管气蚀修补；
 - 检查钢管、伸缩节漏水情况及堵漏；
 - 空气阀、蜗壳排水阀、尾水排水阀的解体修理；
 - 补气十字架检查；
 - 测量表计管路清扫。
 - 更换引水钢管伸缩节止水盘根；
- e) 水轮机补气装置：
- 真空破坏阀解体检查、清洗、试验调整；
 - 吸力真空阀（补气阀）解体、清扫、试验调整；
 - 更换真空破坏阀、吸力真空阀的零件。

4 发电机运行与检修

4.1 发电机的日常管理

4.1.1 每台发电机应按厂内规定次序进行编号，并将序号明显地标明在发电机的外壳上，并与开关柜、配电盘和保护盘的编号相对应。

4.1.2 每台发电机必须按其容量的大小，装设适当的测量仪表和继电保护装置。

4.1.3 发电厂的主机室和主控室都应有灭火装置。

4.1.4 每台发电机都应有技术档案，其内容为：

- a) 发电机安装，维护说明书及随机供应的技术条件和产品图纸。
- b) 安装、试验、交接、验收记录。
- c) 历次大、小修及更新改造的项目记录和验收记录。
- d) 一切预防性试验及继电保护校验报告。
- e) 发电机各测量仪表的试验记录。
- f) 有关发电机的运行、事故及处理记录。

4.1.5 当发电机长期处于备用状态时，应采取适当措施，防止线圈受潮，并保持厂房温度不低于5℃。

4.1.6 每台发电机应有适当的备品、备件，并存放在适当的地方。线圈和绝缘材料等绝缘备品，应存放在干燥而温暖的室内，以防潮气进入线圈而受潮。并应安放整齐，以防变形。

4.2 发电机的试运行

4.2.1 发电机试运行前的检查

- a) 发电机整机已安装（检修）完成，检验合格，记录完整。发电机内部已彻底清扫，定子、转子空隙内无任何杂物。
- b) 推力轴承的高压起顶装置已调试合格，压力继电器工作正常；单向阀及管道阀门都无渗油现象。
- c) 导轴承及推力轴承油位正常，测温装置及冷却水压已调试，整定值符合设计要求。
- d) 发电机风罩内所有管路阀门、接头、电磁阀、变送器都已检验合格，处于正常工作状态。
- e) 发电机灭火水管，水喷雾灭火喷嘴，均已检查合格。管路及喷嘴经手动动作正确，压缩空气畅通无阻。
- f) 发电机制动系统已检验、调试合格，手动与自动工作正常。
- g) 发电机转子集电环、碳刷架已检验，并经调试合格。
- h) 发电机风罩内所有电缆、导线、辅助线、端子板均已检查，正确无误。
- i) 发电机的空气冷却器已检验合格，水路畅通无阻，阀门无渗漏水现象。
- j) 测量工作状态的各种表计、振动和摆度的传感器均已调试整定合格。

4.2.2 发电机空载试验

- a) 调速器在手动位置，调整机组转速至额定，根据水头设定启动开度和开度限制，最后稳定在空载开度位置。
- b) 测量发电机一次残压、相序；相序应正确无误。
- c) 打磨发电机集电环表面。

4.2.3 发电机超速试验

机组在空载条件下的摆度与振动应符合要求，才能做过速试验。过速试验过程中应监视并记录各部摆度及振动值，记录各部轴承温升情况。过速试验后应进行下述检查：

- a) 全面检查转动部分有无松动，如转子磁轭键、磁极键、阻尼环及磁极引线、磁轭压紧螺栓等。
- b) 检查发电机定子基础及上、下机架基础连接螺栓等情况。

4.2.4 发电机升流试验

- a) 手动开机至额定转速，机组各部位运转应正常后。手动合灭磁开关，通过励磁装置手动升流至 25% 定子额定电流，检查发电机各电流回路的正确性和对称性。
- b) 检查各继电保护电流回路的极性和相位，检查测量表计接线指示的正确性，必要时绘制向量图。
- c) 在发电机额定电流下，测量机组振动与摆度，检查碳刷及集电环工作情况。
- d) 发电机额定电流下，跳开灭磁开关检验灭磁情况是否正常。
- e) 录制发电机三相短路特性曲线，每隔 10% 定子额定电流记录定子电流与转子电流。
- f) 在停机状态下，测量定子绕组对地绝缘电阻、吸收比或极化指数，应满足要求，如不满足要求，则采取短路干燥措施进行干燥。
- g) 全面检查发电机各 CT 回路是否有开路及接线是否正确，并验证差动保护。
- h) 升流试验合格后模拟水机事故停机，并拆除发电机短路点 d1 的短路线。

4.2.5 发电机空载升压试验

- a) 发电机升压试验应具备的条件：
 - 1) 拆除原发电机设置的短路点。检查确认发电机出口隔离开关、断路器、接地刀闸在分断状态；电压互感器在工作位置；检查确认励磁变与发电机已正确联结完毕，用发电机自励来做发电机的空载特性。

- 2) 利用机旁盘上的多功能电测表及接入 T51 电压表来读取发电机定子三相电压数值，在励磁回路串接一块电流表（毫伏表）。
 - 3) 发电机保护装置投入，辅助设备及信号回路电源投入。
 - 4) 发电机振动、摆度监测装置投入。
 - 5) 发电机开关手车在退出（拉开隔离开关）、断路器在分断状态，即与母线确认已断开。
 - 6) 自动开机至空转后机组各部运行应正常。测量发电机升流试验后的残压值，并检查三相电压的对称性。
- b) 手动升压至 25%额定电压值，并检查下列各项：
 - 1) 发电机断路器以下各分支回路等设备带电是否正常。
 - 2) 机组运行中各部振动及摆度是否正常。
 - 3) 电压回路二次侧相序、相位和电压值是否正确。
 - c) 升压至 50%额定电压，跳开灭磁开关检查灭弧情况。
 - d) 退回励磁控制，合灭磁开关继续升压至发电机额定电压值，检查带电范围内一次设备运行情况，测量二次电压的相序与相位，测量机组振动与摆度；测量发电机轴电压（大轴接地碳刷拔出的情况下）。
 - e) 在额定电压下跳开灭磁开关，检查灭磁开关灭弧能力。
 - f) 零起升压，每隔 10%额定电压记录定子电压、转子电流与机组频率，录制发电机空载特性的上升曲线。
 - g) 继续升压，当发电机励磁电流升至额定值时，测量发电机定子最高电压。进行此项试验时，定子电压以不超过 1.3 倍额定电压为限。
 - h) 由额定电压开始降压，每隔 10%额定电压记录定子电压、转子电流与机组频率，录制发电机空载特性下降曲线。

4.2.6 机组并列

- a) 检查同期回路正确性。
- b) 分别以手动与自动准同期方式进行机组的模拟并列试验；检查同期装置的工作情况。
- c) 进行机组的手动与自动准同期正式并列试验。三次全部正确后，在发电机出口断路器在开位的情况下，推入手车，做机组正式并网试验。

4.2.7 发电机带负荷试验

- a) 水轮发电机组带、甩负荷试验。机组初带负荷后，应检查机组及相关机电设备各部运行情况，无异常后可根据系统情况进行甩负荷试验。
- b) 水轮发电机组带负荷试验，有功负荷应逐级增加，观察并记录机组各部位运转情况和各仪表指示。观察和测量机组在各种负荷工况下的振动范围及其量值，测量尾水管压力脉动值等情况。
- c) 进行机组带负荷下调速系统试验。检查调速器在自动控制方式下，机组调节的稳定性及相互切换过程的稳定性。
- d) 进行机组快速增减负荷试验。根据现场情况使机组突变负荷，其变化量不应大于额定负荷的 25%，并应自动记录转速、进水口水压、尾水管压力脉动、接力器行程和功率变化等的过渡过程。负荷增加过程中，应注意观察监视机组振动情况。
- e) 水轮发电机组甩负荷时，检查水轮机调速系统的动态调节性能，校核导叶接力器紧急关闭时间、蜗壳水压上升率、机组转速上升率等，均应符合设计规定。
- f) 负荷下的励磁调节器的试验。发电机有功功率分别为 50%、100%额定值下按设计要求

调整发电机无功功率从零到额定值。调节应平稳，无跳动。

4.2.8 水轮发电机组甩负荷试验

- a) 各部测试人员已就位，通讯渠道畅通，测试设备已准备好。
- b) 机组甩负荷试验应在额定负荷的 25%、50%、75%和 100%下分别进行，记录各部瓦温的变化情况。机组甩 25%额定负荷时，记录接力器不动时间。检查并记录机组转速上升率。
- c) 机组甩负荷后调速器的动态品质应达到设计要求。检查水轮机调速系统的动态调节性能，校核导叶接力器紧急关闭时间、进水压上升率、机组转速上升率等，均应符合设计规定。
- d) 进行调速器低油压事故停机试验。

4.2.9 发电机带负荷运行

完成以上试验内容经验证合格后，机组已具备并入电力系统带额定负荷连续运行条件。连续试运行时间为 7 2 小时；

若由于水库未达设计水位等外部特殊原因使机组不能达到额定出力，可根据具体情况确定机组应带最大负荷值。

4.3 发电机的正常运行

4.3.1 发电机的正常运行方式

- a) 发电机按制造厂铭牌规定可长期连续运行。
- b) 自然空气冷却的发电机空气温度以 5℃~55℃为宜，周围空气应清洁、干燥，无酸性气体，避免让灰尘进入，并保证有足够的冷却风量。
- c) 发电机的静止线圈、转子线圈的最大允许温度，如制造厂家无明确规定，则定子线圈温度不得超过 105℃。转子线圈温度最高不得超过 130℃。同时，铁芯的温度不得高于线圈的温度。
- d) 发电机投入运行后，未做温升试验，如无异样现象，即可按发电机的铭牌数据带负荷。在未做特殊的温升试验以前，发电机不允许超过铭牌规定的数据运行，也不允许无根据地限制容量。
- e) 发电机运行中电压的变动范围，在发电机出力不变的原则下，为额定值的±5%以内。最高不得超过额定值的±10%。此时励磁电流不得超过额定值。最低运行电压根据系统稳定要求确定，一般不应低于额定值的 90%，此时定子电流仍不应超过额定值的 105%。

4.3.2 发电机的启动、并列、加负荷和停机。

- a) 备用中的发电机组及其全部附属设备必须处于完好状态，随时能立即启动。
- b) 正常开停机操作应接到调度命令后，在值班长领导下进行。
- c) 发电机开始转动后，当发电机的转速达额定转速的 50%左右时，值班员应检查滑环和整流子上的电刷振动和接触情况及机组各部件声响是否正常，如不正常，应查清原因并加以消除。
- d) 当机组转速基本达到额定值以后，合上灭磁开关启励建压，在升压过程中应注意：
 - 1) 三相定子电流应等于零，如果定子回路有电流，应立即跳开灭磁开关停机检查：定子回路有否短路，接地线有否拆除等。
 - 2) 升压过程中应防止空载电压过高，当发电机升至额定转速、额定电压时，此时的转子电流、转子电压是否与平常空载值相符。
- e) 升压后并网前还应检查，并要求：
 - 1) 三相定子电压应平衡。
 - 2) 励磁回路应无接地。

- 3) 整流子、滑环的电刷接触应良好。振动、火花情况应满足要求。
- 4) 直流回路正常。
- f) 发电机的准同期并列操作：
 - 1) 合上隔离开关、将断路器送到工作位置。
 - 2) 调整待并机组的电压、周波与系统相符。
 - 3) 投入整步表开关。
 - 4) 当整步表指针由“慢”向“快”方向旋转，缓慢平稳地旋转一周后观察指针慢慢接近 10-15°角差时，迅速合上断路器、整步表指针在同步立正位置。
 - 5) 切除整步表开关。
- g) 如有下列情况之一者，禁止并列合闸，以防非同期并列：
 - 1) 整步表回转过快，不易控制时间。
 - 2) 指针接近红线停止不动。
 - 3) 指针有跳动现象。
 - 4) 整步表失灵。
 - 5) 操作者情绪紧张，四肢抖动应暂停操作。
- h) 如果用自动准周期装置自动并网，当机组出口开关合上后，在使机组带一定的无功功率。
- i) 根据调度命令，增加有功、无功负荷，调整时应注意不得使力率进相。
- j) 正常停机，必须接到调度员命令以后，在值班长指挥下进行。
- k) 正常停机操作：
 - 1) 接到停机命令后，减机组的有功、无功负荷。此时不得使力率进相。
 - 2) 当有功接近零时、无功根据机组功率大小，设置好最小跳闸值、以防进相运行，断开发电机的断路器。
 - 3) 如用发电机出口电压互感器作为调速器飞摆电源的机组，应待开度限制机构到达零位时，方可进行灭磁，以防机组飞车。
 - 5) 在运行日记上记下停机的原因和时间。
 - 6) 如准备较长时间停机，应测量转子回路、定子回路的绝缘电阻，并做好记录。
- 1) 如机组停机后要进行检查，值班人员应按工作票规定填写操作票，并做好安全措施。如没有工作票，一般情况值班人员可拒绝检修人员对机组进行检查。特殊情况——机组事故处理例外。

4.4 发电机运行中的监视和维护

4.4.1 发电机的监视与维护：

- a) 运行人员应严格监视配电盘上各表计的变动情况。并做好每小时一次记录。
- b) 电气人员应根据机组负荷情况及调度的命令及时做好机组有功、无功负荷的调整，使机组运行在最佳经济状态。
- c) 在每小时记录一次各电气仪表读数的时候，同时应对转子的接地（即绝缘）和定子三相电压的平衡情况进行检查。
- d) 运行人员应严格监视发电机、励磁系统等以及转动部分的声响、振动、焦臭味等。发现问题，应立即向有关领导汇报，以便设法及时处理。
- e) 运行人员应经常检查一次回路、二次回路各连接处有无发热、变色。电压、电流互感器有无异常声响。开关位置及运行声音。
- f) 按“电气交接和预防性试验标准”定期做预防性试验。
- g) 按部颁的“继电保护及系统自动装置检验条例”的规定，一至二年进行一次检验。
- h) 发电机及其附属设备，应由值班员进行定期的外部检查，每班至少进行一次。此

外，当机组发生严重短路以后，应及时检查发电机内部线圈的变形情况。

- i) 发电机滑环、电刷要定期停机进行清扫。即用压缩空气或白布清除滑环上的碳粉，
- j) 对滑环应进行定期检查，其内容如下：
 - 1) 电刷冒火和发热情况。
 - 2) 电刷在刷框内无摇动或卡阻现象，电刷在框内应能自由上下起落，但不得有摇摆现象。
 - 3) 电刷连接线应完整，接触应紧密良好，弹簧压力正常。
 - 4) 电刷磨损程度不应超过允许程度，不同型号电刷根据不同磨损程度及时更换。
 - 5) 整流子片间云母有无突出，以及由于励磁机的振动而引起电刷跳动。
 - 6) 各电刷的电流分担是否均匀，电刷的连接线是否过热。
 - 7) 刷框和刷架上有无积垢，如有应设法清除。
- k) 电刷过短应及时进行更换，更换电刷一般应由有经验的人员在停机时进行。在不允许停机时可带电更换。带电更换电刷时，应特别小心，并要有人监护。
 - l) 更换电刷时，一次只能更换一个，特殊情况下可更换一半。更换上的电刷必须研磨良好，压力必须均匀，新旧电刷型号必须一致。
 - m) 在发电机运行中，滑环进行工作时，工作人员应穿绝缘靴。并在靠近转子滑环的地面或踏板上铺绝缘垫，当励磁系统有一点接地时，更应注意。禁止同时用两手触及励磁回路和接地部分或两个不同的带电部分。工作时必须穿工作服，衣袖要小，并在手腕处扎住；女工还要将辫子卷在帽子内。
 - n) 电刷应错开排列。电刷在框内应有 0.1-0.2mm 的间隙，使电刷在框内能上下自由活动。

4.4.2 发电机的绝缘电阻测定和干燥方法：

- a) 按电站实际环境气候情况，对停机 3 天~10 天以上的发电机，在启动前应测定子回路和转子回路的绝缘电阻。
- b) 发电机出线电压在 3.15KV 以上的高压机组，其定子回路的绝缘电阻用 2500V 的摇表来测定，其绝缘值应每千伏不少于 $1M\Omega$ 。并与前次比较不得少于 1/3。全部励磁回路的绝缘电阻，用 500V 摇表测定，其绝缘电阻最低不得小于 $0.5M\Omega$ 。发电机转子线圈绝缘电阻小于 $0.5M\Omega$ 时，应采取措施进行干燥处理。如发电机出线电压为 400V 的低压机组，则定子、转子都可用 500V 摇表进行测定，其绝缘电阻值都在 $0.5M\Omega$ 以上即可。
- c) 如测量的绝缘电阻不符合规定，并判断由于受潮而引起，就必须对发电机进行干燥。发电机的干燥办法有：
 - 1) 短路干燥法。
 - 2) 自然空转风冷法，或通热风。
 - 3) 直流电焊机干燥。
- d) 短路干燥法的方法如下：
 - 1) 做好机组启动前的准备工作。
 - 2) 将断路器下桩头进行三相短路（短路牌的面积应能足以通过额定电流）。
 - 3) 启动机组到额定转速，调整励磁系统，逐步使发电机的电流为额定电流的 50%、70%、80%、90%，每档运行一小时。
 - 4) 再升至额定电流烘干为止。
- f) 发电机短路烘干时应注意：
 - 1) 短路烘干时，加热温度升高不得过快，同时定子线圈温度不得超过 $90^{\circ}C$ ，铁芯表面温度不得超过 $60^{\circ}C$ 。线圈和铁芯不应有局部过热、焦味和冒烟等异常现象。

- 2) 干燥过程中经常检查定子线圈的温度。
- 3) 定时测量绝缘电阻,当绝缘电阻和吸收比在3小时以上保持不变时,绝缘电阻达到规定的要求,可认为发电机已烘干。

4.5 发电机的不正常运行及事故处理

4.5.1 发电机的不正常运行:

- a) 在故障情况下,许可发电机短时间过负荷。
- b) 当发电机定子电流超过允许值时,值班人员首先应检查发电机的力率和电压,并注意电流超过允许值的时间。用降低励磁电流的办法,降低发电机定子电流到最大允许值。还应注意力率过高,电压过低。
如果降低励磁电流不能满足上述要求时,应报告调度,要求降低有功负荷,直至达到电流许可值为止。
- c) 与系统并列运行的发电机,由于某种原因,使发电机失去原动力,此时发电机配电盘上有功率表指示负值,发电机变为调相机运行。有的水轮发电机允许作调相机运行,有的则不允许。不论那种机组在正常情况下,都应立即改为原来的运行工况。

4.5.2 事故处理的基本原则

- a) 处理事故的主要任务是尽量限制事故的扩大。首先解除对人身和设备的危险;其次,坚持设备继续运行,力求维持整个电力系统的相对稳定。
- b) 厂用电是电厂正常生产的先决条件,在全系统崩溃时,运行人员应首先恢复厂用电源。
- c) 凡危及到人身伤亡和重要设备损坏,运行人员不需要请示调度和厂站领导同意,首先进行紧急事故处理,解危后,再将有关情况汇报。
- d) 处理事故时,值班员应迅速、沉着,不要惊慌失措,要集中精力,尽力保持设备的正常运行。并应迅速执行值班长的命令,坚守自己的工作岗位。只有在接到值班长的命令或对人身和设备安全有明显的危害时,方可停止设备运行和离开危险区。
- e) 处理事故后,应向电力调度及厂站领导汇报事故的详细经过,并做好事故的登记工作。而后应组织有关人员进行事故分析。
- f) 事故处理的领导人为值班长。值班长必须掌握事故的全面情况。凡不参加事故处理人员,禁止到事故地点,以免影响正确的处理。
- g) 在交接班时发生事故,而交接班工作尚未结束时,由交班者负责处理。接班者在交班者的要求下可协助处理。待恢复正常运行,方可进行交接班。若事故一时处理不了,在接班者许可时,交班者可离开现场,由接班者继续处理。
- h) 事故发生时,值班员必须根据下列顺序消除事故:
 - 1) 根据计算机及表计的指示和设备的外部征象,判断事故的全面情况。
 - 2) 如果对人身和设备有威胁时,应立即解除,必要时停止设备运行。如对人身、设备无威胁时,应尽量保持和恢复设备的正常运行。
 - 3) 正确、迅速地判明故障的性质、地点和范围。
 - 4) 对所有未受损失设备,应保持正常运行。
 - 5) 在判明故障性质后,值班员应立即进行抢修。值班员一时不能处理时,应尽快通知检修人员进行抢修。在抢修人员未到之前,应事先做好一切准备工作。
 - 6) 事故后应及时、真实地向厂站领导汇报。
 - 7) 将事故情况,抢修情况详细记入运行日志。
- i) 受令人在接到处理事故的命令时,必须向发令人重复一次,若不清楚,应问明白。发令人和受令人应互通姓名。命令执行后立即报告。若下一项命令必须根据上一项命令的执行情况来确定时,应等受令人亲自汇报,不得由第三者传达。也不允许根据表

计的指示来判断命令的执行情况。

4.5.3 发电机的故障，事故原因，现象及处理方法

- a) 发电机过负荷：
 - 1) 原因：
 - 在小电力系统中，大用户增加负荷；
 - 某发电厂事故跳闸，大量负荷压向本站。
 - 2) 现象：
 - 过负荷报警，发出信号；
 - 定子电流表指示超过允许值；
 - 定子和转子温度升高。
 - 3) 处理：
 - 与调度联系减少负荷；
 - 调整各机组间有功或无功负荷的分配。
- b) 发电机温度不正常：
 - 1) 原因：
 - 电流过大或测温装置不正常；
 - 发电机冷却通风不畅或通风道气流短接。
 - 2) 现象：定子线圈温度在 100℃以上及发电机出风温度过高。
 - 3) 处理：
 - 检查温度装置；
 - 平衡各机组负荷或与调度联系减少负荷；
 - 查明是否由于内部局部短路而引起；
 - 排除通风受阻或短接现象。
- c) 电压互感器回路故障：
 - 1) 原因：
 - 电压互感器二次侧有短路；
 - 高低压侧的熔丝熔断或接触不良；
 - 系统故障导致。
 - 2) 现象：
 - 熔丝熔断，测三相电压不平衡；
 - “YH 熔丝熔断”发信号。
 - 3) 处理：
 - 检查二次回路熔丝；
 - 如处理二次熔丝不能消除故障，应申请停机处理。
- d) 操作回路故障：
 - 1) 原因：
 - 直流设备故障；
 - 操作回路断路器在分位、接触不良或操作回路断线；
 - 断路器辅助接点接触不良；
 - 回路监视继电器动作后未复归等原因。
 - 2) 现象：操作盘上显“操作回路故障”信号。
 - 3) 处理：
 - 机组可继续运行；
 - 查明原因设法消除。

- e) 发电机断路器自动跳闸:
- 1) 原因:
 - 发电机内部故障。如定子线圈短路或接地短路;
 - 发电机外部故障。如发电机的出线、母线或线路短路;
 - 2) 处理:
 - 检查发电机灭磁开关是否已跳开, 如果没有, 应立即将其断开。以防过电压, 而使发电机内部故障增大;
 - 将磁场变阻器电阻放到最大位置;
 - 查明断路器自动跳闸的原因, 再酌情进行处理。
- f) 低压过流保护动作:
- 1) 原因: 大部分是由于发电机外部事故引起。如母线及线路短路等。其次是大电厂跳闸系统负荷过重。
 - 2) 现象:
 - 喇叭响、音箱报警;
 - 操作盘上、微机发出“发电机事故”;
 - 各表计均无指示;
 - 低压过流信号。
 - 3) 处理: 发电机断路器跳闸, 同时主变断路器、线路断路器也因过流而同时跳闸。则说明由于线路事故而引起。运行人员可不经检查将机组启动升压、维持空载位置(单机带厂用电)并等待调度命令送电。
- g) 差动保护动作:
- 1) 原因: 差动保护动作一般是发电机内部故障, 包括其保护区内的电缆和互感器等。
 - 2) 现象:
 - 喇叭(音箱报警);
 - 保护盘上、微机“发电机事故指令”;
 - 各表计均无指示;
 - 差动信号输出。
 - 3) 处理:
 - 立即停机灭磁。检查掉牌指示、差动回路、继电保护动作是否正确;
 - 检查发电机有否内部绝缘击穿而引起的弧光、冒烟、着火等现象;
 - 对差动保护范围内的设备: 电压互感器、电流互感器、定子线圈、电缆头进行详细检查, 有否短路、接地情况;
 - 用 1000V 或 2500V 摇表测量发电机相间、相对地的绝缘电阻;
 - 经检查未发现故障点, 绝缘电阻良好。可报告调度, 从零起升压。在零起升压过程中应特别注意, 发现异常立即停机;
 - 差动跳闸时, 在未找出原因, 绝对不能开机强送。
- h) 过电压保护动作:
- 1) 原因:
 - 变电所事故跳闸, 本厂负荷送不出去, 飞车引起电压过高;
 - 线路开关跳闸; 系统负荷减轻而产生过电压;
 - 线路感应雷电或直击雷电。
 - 2) 现象:
 - 喇叭(音箱)响;

- 保护盘上“发电机事故”。
 - 跳闸后，各表计均无指示；
 - 过电压信号输出；
 - 断路器跳前瞬间电压突然升高，晚间电灯亮度大增。
- 3) 处理：
- 查明过电压跳闸的原因；
 - 除特别严重的飞车事故要检查机组绝缘外，可立即升压并列。
 - 复测电站避雷系统及各接地网的接地电阻，是否符合规范及设计要求。
- i) 发电机断路器误动作：
- 1) 原因：
- 操作机构失灵；
 - 人员误碰、误操作等。
- 2) 现象：
- 保护装置未动作；
 - 跳闸前，所有表计无事故情况表示。
- 3) 处理：
- 立即调整发电机励磁及转速至空载位置；
 - 检查误动作原因，确认是误碰、误操作，可立即开机并列系统运行；
 - 一时无法处理时，可启动备用的机组发电运行。
- j) 发电机的非同期并列
- 1) 原因：同步发电机在不符合准同期并列条件就与系统并列。称之非同期并列。
- 2) 现象：在合上被并发电机断路器的瞬间，定子电流突然增大，系统电压过低，发电机本体发出“吼”声，定子电流表剧烈摆动。这种现象说明非同期并列。
- 3) 处理：发现上述情况应立即把发电机断路器和灭磁开关断开。停机检查：
- 测定发电机定子线圈的绝缘电阻；
 - 打开发电机端盖，检查发电机端部线圈有无变形；
 - 查明非同期并列的原因，证明发电机机械部分正常可启动升压并列。
- k) 发电机的振荡和失步
- 1) 原因：当系统发生某些重大事故时，发电机的出力与用户的负荷不能平衡。将使发电机产生振荡和失步。
- 2) 现象：
- 定子电流表指针激烈地冲撞针档；
 - 定子电压表的指针也激烈摆动，通常电压值降低；
 - 有功功率表指针在全盘摆动；
 - 转子电流表指针在正常值附近摆动；
 - 发电机发出“鸣”声。其“鸣”声的变化与配电盘上仪表指针摆动的频率相对应。
- 3) 处理：当发电机发生振荡时，立即将发电机与系统解列。
- l) 当定子和转子的测量仪表之一指示突然消失时，必须按照其它测量仪表的指示，检查是否由于仪表或二次回路导线的损坏而不通，应尽可能不改变发电机的运行方式，并采取措施以消除所发生的故障。
- m) 在发电机跳闸时，如果发现自动灭磁装置有故障，应立即消除。自动灭磁装置的故障未消除前，不应将发电机投入运行。
- n) 当发电机着火时（出风处冒出明显的烟气、火星或有绝缘烧焦的气味），值班人

员应立即采取下列措施：

- 1) 值班人员应立即操作紧急停机按钮，将发电机与系统解列、停机。
- 2) 检查是否发电机内部绝缘烧坏。
- 3) 值班人员应按“安规”规定用四氯化碳和 1211 等灭火器进行灭火。如确认为电源已经切断，可用水灭火装置进行灭火。如现场无灭火装置，必须设法使用一切能灭火的装置及时扑灭火灾。但不能使用泡沫灭火器及砂子灭火。
- 4) 如发电机旁地面上油类着火时，可用沙子灭火。但必须注意，不得使沙子落入发电机内及其轴承上。
- 5) 为避免卧式机组由于一侧过热，而使主轴弯曲，禁止在火灾完全熄灭前，将机组完全停下。

4.6 发电机的检修

4.6.1 发电机检修的分类

发电机检修分类与水轮机一样，一般分为定期检查、小修、大修和扩大性大修四类。

4.6.2 定期检查由安全生产领导主持，各运行值班长与检修班长参加，每周一次，在不停机的情况下进行。检查的基本内容为机组的外观清洁、油位、油质检查；机组振动和摆度的测定；运行时声响有无异常；各管道阀门是否渗漏；各表计指示是否正常。

4.6.3 小修是不拆整机和复杂部件的局部性检修，为确保发电机在大修周期内安全运行到下一次大修，对发电机进行定期的检查、清扫、试验和修理，消除已发现的局部缺陷或更换个别部件，并为大修提供依据。小修一般每年进行两次（当年有大修计划的可进行一次），要停机进行。

4.6.4 大修是根据检修规程对发电机进行有计划的彻底的全面的检查和修理，全部或部分解体，进行更换、修理易损的主要部件。结合大修对设备作技术性的改造。大修间隔主要取决于机组的技术情况，根据不同情况区别对待，一般 3—5 年进行一次。

4.6.5 扩大性大修是指吊出转轮，将机组全部分解、拆卸，检修所有被损坏的零、部件，修复和改造个别部件。扩大性大修一般 6—8 年进行一次。

4.6.6 发电机检修项目

a) 定子：

1) 标准项目：

- 定子机座、铁芯、铁芯上下两端及背部防松动的全面检查；径向千斤顶的检查；
- 定子端部及支持结构检查；齿压板修理；
- 定子绕组及槽口部件检查；槽楔松动修理；
- 挡风板、灭火装置检查修理；
- 电气预防性试验；
- 水内冷定子线棒反冲洗及水压试验；
- 测温元件试验。

2) 特殊项目：

- 齿压板更换；
- 端部接头、垫块及绑线全面处理，支持环更换；
- 分辨定子合缝处理；定子椭圆度处理；
- 线棒防晕处理；
- 吊出转子检查处理槽楔；检查和清扫通风沟。

3) 重大特殊项目：

- 线棒更换；

- 铁心重叠;
 - 定子改造。
- b) 转子和主轴:
- 1) 标准项目:
 - 空气间隙测定;
 - 轮毂、轮臂焊缝检查; 组合螺栓、轮臂大键检查;
 - 磁极、磁极键、磁极接头、阻尼环、转子风扇检查; 高速发电机极间撑块检查;
 - 转子各部(包括通风沟)清扫;
 - 制动环检查;
 - 滑环、炭刷装置引线检查、调整;
 - 电气预防性试验及轴电压测定;
 - 机组轴线调整(包括受油器操作油管)。
 - 2) 特殊项目:
 - 转子下沉处理;
 - 转子大键修理;
 - 转子圆度及磁极标高测定调整;
 - 磁极线圈匝间绝缘的处理;
 - 磁极线圈、引线或阻尼绕组更换;
 - 滑环车削或更换;
 - 转动部分找动平衡;
 - 处理制动环磨损。
 - 3) 重大特殊项目:
 - 转子改造。
- c) 发电机轴承:
- 1) 标准项目:
 - 推力轴承、轴承座及油槽检查;
 - 弹性油箱(垫)压缩值测量;
 - 轴瓦检查及修刮; 水冷轴瓦通道除垢及水压试验;
 - 导轴瓦间隙测量、调整及导轴承各部检查;
 - 轴承绝缘检查;
 - 润滑油处理;
 - 冷却器检查和水压试验; 油管道、水管道清扫和耐压试验;
 - 高压油顶起装置清扫检查。
 - 2) 特殊项目:
 - 轴瓦更换;
 - 冷却器更换;
 - 推力瓦找水平及受力调整;
 - 推力头、卡环、镜板检修处理。
 - 3) 重大特殊项目:
 - 推力轴承镜板研磨与冷却系统改造。
- d) 空气冷却器及其管路
- 1) 标准项目:
 - 清扫及水压试验;

- 管系阀门检修及水压试验，保温层修补。
- 2) 特殊项目：
 - 更换冷却器铜管。
- e) 机架
 - 1) 标准项目：
 - 机架各部清扫。
 - 2) 特殊项目：
 - 机架组合面处理；
 - 机架中心水平调整。
- f) 制动装置
 - 1) 标准项目：
 - 制动闸与制动环间隙测量与调整；
 - 制动闸板更换；
 - 制动器分解检修及耐压试验；
 - 制动系统油、气管路、阀门检修及压力试验；
 - 制动系统模拟试验；
 - 电气制动系统校验，开关检修。
 - 2) 特殊项目：
 - 制动器更换或结构改造；
 - 制动系统改造。
 - 3) 重大特殊项目：
 - 制动装置改造。

5 机组辅助设备运行与检修

5.1 油系统的运行与维护

5.1.1 水电站油系统一般分为两大类，即绝缘油和透平油。绝缘油用于变压器和其它电气设备，透平油用于机械设备。

5.1.2 条水电站油系统由下列部分组成：

- a) 储油设备，一般为储油罐，分运行油罐和净油罐，其容积为水电站一台机组总用油量的 1.1 倍。
- b) 油净化设备，压力滤油机和真空滤油机等。用于对劣化油的处理。
- c) 齿轮油泵，用于接受新油和输送油。
- d) 管道，分为供油管路和回油管路。为了便于区分，供油管路涂成红色，回油管路涂成黄色。

5.1.3 透平油系统运行中的监视：

- a) 油位监视。在轴承油槽上都装有油标，各部轴承运行中应有一个稳定油位，如油位下降过快，说明漏油或甩油严重，油位上升过快，说明冷却器漏水，这些都应及时处理。
- b) 油温监视。轴承在稳定运行过程中，如果冷却条件不变，油温应保持稳定。一般在 35—50℃ 之间最适宜。油温过高，油的氧化作用加快易于劣化。油温过低，则黏度大，润滑与散热作用变差。如果油温突然升高或降低是不正常的，都应查明原因及时处理。油温突然升高是油质变坏、油面线过低、冷却水中断等原因造成的，油温明显降低则可能是冷却器漏水。
- c) 油质监视。油的质量是通过化验来鉴别的，也可根据油的颜色或一些现象进行初

步分析和判别。如过滤网经常出现堵塞现象，说明油中机械杂质过多。如油呈乳白色或轴承有生锈现象，说明含有水分过多。如油色变黑说明油温过高，并含有大量碳化物。合格的透平油呈透明和橙黄色。油质除定期进行化验外，运行人员可根据油质变化的情况，要求对油质进行鉴定。

5.1.4 劣化油的原因及预防措施：

油在输送、使用和保管过程中，因种种原因发生了物理、化学变化，使之不能满足设备安全经济运行的要求，这种变化称为油的劣化。油劣化的原因有以下几点：

- a) 水分影响。油中水分的来源是：干燥的油吸取空气中的水分，当潮湿空气和油表面接触时，空气中的水分可大量进入油内；油冷却器的漏水也是一个重要原因。机组在运行中尽可能地使润滑油与外界空气隔绝，运行人员应注意轴承冷却器的水压及油面的变化。
- b) 温度影响。当油温过高时会造成油的蒸发、分解和碳化，同时油的氧化速度加快，闪光点降低。油温过高是设备运行不正常造成的，因此运行中要避免机组过负荷、冷却水中断、油面过低等现象。
- c) 空气影响。空气能使油引起氧化，增加水分和灰质等。空气和油的接触面愈大氧化速度愈快。在运行中应尽量防止油产生气泡，避免增加油和空气的接触面。
- d) 混油影响。任意将油混合使用会使油劣化，必须严格防止不同牌号的油相混合，如果要进行混合使用必须取样化验证明无影响后才能进行混合使用。
- e) 天然光线影响。含有紫外线的光线对油的氧化起媒介作用，新油长期经日光照射会使油混浊，降低油质。
- f) 轴电流影响。当发电机上、下轴承绝缘损坏时会形成轴电流，它会使油色变深，甚至发黑，并产生油泥沉淀物，此现象应及时处理。
- g) 油系统检修不良影响。在设备检修时若不将油系统中的油泥、沉淀物或设备中的灰尘杂物等清洗干净，注入新油后很快被污染。

5.1.5 油的净化处理。常用的几种机械净化油的处理方法：

- a) 澄清。当油在罐内存放较长时间，处于静止状态，油中的水分和杂质通过沉淀可集中沉到底部并要放出，处理方法简单，不损害油质，但不能彻底清除水分和杂质。
- b) 压力过滤。采用压力滤油机，把污油加压通过滤油纸使水分、机械杂质与油分开。
- c) 真空过滤。采用真空滤油机，使油中水分在一定温度和真空下汽化，再用真空泵经油气分离板将水蒸气和气体抽出来，达到油中除水脱气的目的。

5.2 压缩空气系统的运行与检修

5.2.1 水电站压缩空气系统分为高压气系统和低压气系统。

5.2.2 高压气系统主要由高压空压机、储气罐、过滤器、管路等组成，其主要供气对象为调速器油压装置。

5.2.3 低压气系统主要由低压空压机、储气罐、过滤器、管道等组成，主要供气对象为机组停机时制动用气、机组调相运行时转轮室压水用气、止水围带用气和维护检修时风动工具及吹污清扫用气。

5.2.4 空气压缩机运行注意事项：

- a) 空气压缩机正常运行时采用压力信号器控制，按工作压力自动启动和停机，工作时应加强监视，使其压力不超过容许范围。
- b) 空气压缩机停机时间过长或检修后，应先作试运转。
- c) 空气压缩机出现启动过频或连续运行时间过长现象，应找出原因，及时排除。
- d) 检查曲轴箱油面是否在规定范围，如过低应及时补充。
- e) 曲轴箱油温不得超过 70℃。

- f) 压缩机上的排气阀片最高温度不得超过 180℃。
- g) 每月清扫滤气器一次，定期放出储气筒内的油水沉淀物。
- h) 定期校正安全阀及压力调节阀。

5.2.5 空气压缩机事故处理

- a) 过电流：
 - 1) 现象：
 - 电动机声响异常，电动机温度过高；
 - 空气压缩机未达额定压力运行就自动停止。
 - 2) 处理：
 - 立即切断空气压缩机电源；
 - 检查空气压缩机动力箱电源，注意检查熔丝是否烧断；
 - 检查电动机和空气压缩机有无卡阻或异常现象；
 - 如一切正常，可复归接触器热元件，再手动启动运行，若情况良好，可继续运行；
 - 如发现试运转情况不良，立即停止空气压缩机运行，通知检修。
- b) 空气压缩机发生异常响声：
 - 1) 原因：
 - 进气阀有故障；
 - 气缸活塞和进排气阀间隙不合适；
 - 活塞环松弛。
 - 2) 处理：停机检修。
- c) 出风量不足或明显下降：
 - 1) 原因：
 - 进排气故障：
 - 进排气阀片和阀座不严密，或有沙粒和碎物；
 - 进、排气阀片折断；
 - 活塞与气缸的配合间隙过大；
 - 空气滤清器被阻塞。
 - 2) 处理：
 - 检查滤清器被阻情况，并进行清洗；
 - 请检修人员修理。

5.3 水系统的运行与维护

5.3.1 水电站水系统分为供水系统和排水系统。

5.3.2 供水系统设备正常运行应符合下列要求：

- a) 供水系统流量、压力应满足要求。
- b) 减压阀后压力应在设计值范围内。
- c) 滤水器工作应正常。
- d) 滤水器清污时，供水不应中断。供水系统沉沙、排沙设施应可靠运行。
- e) 轴承润滑水、主轴密封用水的水质应满足设计要求。
- f) 电磁阀或电动阀应正常动作，无卡阻。
- g) 供水泵工作应正常，备用泵可随时启动。

5.3.3 供水设备出现下列故障时应退出运行：

- a) 减压阀后压力出现异常，或停水时阀后压力高于设计值。
- b) 自动滤水器无法正常清污。

- c) 电磁阀或电动阀出现卡阻。
- d) 压力变送器无法正常使用。

5.3.4 供水系统设备的检修维护应符合下列要求:

- a) 减压阀阀后压力不稳定,检修后仍达不到要求的应更换。
- b) 滤水器堵塞严重,拆卸后应检修或更换滤芯。
- c) 电磁阀卡阻,应更换,或换成电动阀。
- d) 压力变送器无法正常传送数据,应更换。
- e) 供水泵和电动机宜每年更换润滑油一次。
- f) 供水泵锈蚀严重、故障频发,应更换。
- g) 供水管锈蚀严重,应更换。
- h) 管路标色应涂刷完整、颜色鲜明。

5.3.5 排水系统有机组技术排水, 机组检修排水, 厂房渗漏排水。

- a) 机组技术排水是机组各冷却用水利用余压排入尾水和橡胶轴承润滑用水及主轴密封用水, 用后自流入顶盖下腔的排水。
- b) 机组检修排水有压力钢管排水, 蜗壳排水和尾水管排水。检修排水中比下游水位高的部分水可自行排至下游, 余下部分用专用检修排水泵排至下游, 或先排至集水井中, 再用水泵排至下游。
- c) 厂房渗漏排水一般都汇集集水井中, 当集水井积水达到一定高度时, 再用水泵排至下游。

5.3.6 排水系统设备正常运行应符合下列要求:

- a) 排水系统管道应无泄漏。
- b) 水泵启动运行正常, 无异常声音。
- c) 集水井水位测量装置工作正常。
- d) 排水管路止回阀正常。

5.3.7 排水设备出现下列故障应退出运行:

- a) 排水泵严重故障。
- b) 集水井液位信号器故障。
- c) 示流信号器故障。

5.3.8 排水系统设备的检修维护应满足下列要求:

- a) 排水泵和电动机轴承宜每年更换润滑油一次。
- b) 排水泵工作异常, 应检修或更换。
- c) 液位信号计有不正常显示, 应更换或修理。
- d) 排水明管锈蚀严重, 应更换。
- e) 管路颜色应完整鲜明。

5.3.9 厂内渗漏集水井排水泵不少于两台, 其中至少一台备用, 排水泵应随集水井水位变化自动运转, 并配有液位传感器, 由液位传感器控制水泵的启动和停止。运行中值班人员要加强巡视, 并注意以下事项:

- a) 注意检查水泵弹性联轴器是否松动, 电动机有否过热。
- b) 温升不得超过环境温度 35℃, 最高温度不得超过 80℃。
- c) 水泵盘根允许有少量漏水, 约为每分钟 10 滴, 超过时应适当压紧盘根压盖。
- d) 运转中如发现噪声或异常声音时, 应立即停机查明原因。
- e) 每月将工作水泵与备用水泵互换一次, 或定期互换。

5.3.10 水泵事故处理

- a) 过电流:

- 1) 现象：
 - 电动机音响异常，电动机温度过高；
 - 水泵启动后自动停车，而集水井水位未达到正常水位下限。
 - 2) 处理：
 - 将切换开关切到断开位置，检查动力盘内熔丝有否松动；
 - 如熔丝无问题，可将转换开关切到手动启动位置，观察水泵运行有无异常情况，并用钳形表测量三相电流是否有异常；
 - 如有异常情况，立即切断电源，通知检修人员处理。
- b) 集水井水位过高
- 1) 原因：
 - 液位传感器失灵；
 - 备用泵未启动；
 - 水泵空转不出水；
 - 渗漏水过大。
 - 2) 处理：
 - 手动启动两台水泵；
 - 若水泵空转不出水，先停止水泵运行，打开充水阀门对水泵充水排气，然后启动水泵，查明不出水的具体原因并处理；
 - 检查渗漏水过大原因；
 - 如底阀漏水严重，充水阀门可以常开；
 - 水泵吸入管道接头处漏气，应检查管道连接螺栓。

6 高压断路器的运行与检修

6.1 高压断路器的运行

6.1.1 对运用中的高压断路器应建立原始档案和运行档案。

- a) 原始档案：
 - 1) 产品合格证；
 - 2) 说明书；
 - 3) 出厂试验报告；
 - 4) 安装调试记录；
 - 5) 安装试验记录；
 - 6) 交接试验报告。
- b) 运行档案：
 - 1) 设备铭牌参数；
 - 2) 设备修试、定检周期表；
 - 3) 设备大修改造报告；
 - 4) 高压试验报告；
 - 5) 继电保护检验、调整记录；
 - 6) 缺陷记录（每年将 I 类缺陷摘录、整理）；
 - 7) 设备变更、改造情况说明。

6.1.2 高压断路器有标明基本技术参数的铭牌标志，技术参数必须满足装设地点运行工况的要求。

6.1.3 高压断路器应有明显的接地符号标志，接地端子应与设备底座可靠连接，并从底座

接地螺栓用两根接地引下线与地网不同点可靠连接。接地螺栓直径应不小于 12mm，引下线截面应满足安装地点短路电流的要求，一般要求铜线截面 $\geq 35\text{mm}^2$ 。

6.1.4 高压断路器所接负荷应小于断路器额定负荷。

6.1.5 高压断路器的引线安装，应保证运行中承受的机械负载不超过制造厂规定的允许值。

6.1.6 断路器的分、合闸指示应易于观察且指示正确。

6.1.7 断路器的接线板的连接处应有监视运行温度的措施。

6.1.8 每台断路器应有运行编号和名称。

6.1.9 SF6 高压断路器：

- a) 应有监视 SF6 气体压力的压力表。
- b) 断路器应附有压力温度关系曲线。
- c) 具有 SF6 气体的补气接口。

6.1.10 真空断路器应配有限制操作过电压的保护装置。

6.1.11 操作机构：

- a) 脱扣线圈的动作电压低于额定 30%，应不动作。高于额定 65%应可靠动作。
- b) 合闸电源电压应保持稳定，如果有变化其合闸线圈通电时，端子电压不低于额定电压 80%，最高不得大于额定电压的 110%。

6.1.12 SF6 高压断路器：

- a) 运行中应巡视检查气体密度表工况，产品年漏气率应小于 1%。
- b) 若压力表偏出绿色正常压力区（表压小于 0.35MPa）时，应引起注意，并及时按制造厂要求停电补充合格的 SF6 新气，控制补气速度约为 0.1MPa/h。一般应停电补气，个别特殊情况需带电补气时，应在厂家指导下进行。要特别注意充气管路的除潮干燥，以防充气 24h 后检测到的气体含水量超标。
- c) 如气体压力接近闭锁压力，则应停止运行，着重检查防爆片有否微裂泄漏，并通知制造厂及时处理。
- d) 补气较多时（表压力小于 0.2MPa），应进行工频耐压试验（试验电压为出厂试验值的 80-90%）。
- e) 运行中应监测 SF6 气体含水量 $\leq 300\mu\text{L/L}$ ，若超标时应尽快退出，并通知厂家处理。充分发挥 SF6 气体质量监督管理中心的作用，应做好新气管理、运行及设备的气体监测和异常情况分析，监测应包括 SF6 压力表和密度继电器的定期校验。

6.1.13 高压断路器正常巡视的项目和一般要求：

- a) 设备外观完整无损。
- b) 引线接触良好，接头无过热，各连接引线无发热、变色。
- c) 外绝缘表面清洁、无裂纹及放电现象。
- d) 金属部位无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。
- e) 架构、遮栏、器身外涂漆层清洁、无爆皮掉漆。
- f) 无异常震动、异常声音及异味。
- g) 瓷套、底座、阀门和法兰等部位应无渗漏油现象。
- h) 端子箱熔断器和二次空气开关正常。引线端子无松动、过热、打火现象。
- i) 各部位接地可靠。
- j) SF6 气体绝缘压力表指示是否在正常规定范围，有无漏气现象，密度继电器是否正常；复合绝缘套管表面是否清洁、完整、无裂纹、无放电痕迹、无老化迹象，憎水性良好。

6.1.14 高压断路器的异常运行：

当发生下列情况之一时，应立即停用交流高压断路器。

- a) 设备内部有放电声响。
- b) 主导流部分接触不良，引起发热变色。
- c) 设备严重放电或瓷质部分有明显裂纹。
- d) 绝缘污秽严重，有污闪可能。
- e) SF6 气体压力表为零。

6.2 高压断路器检修

6.2.1 检修的分类：

- a) 大修：对设备的关键零部件进行全面解体的检查，修理或更换，使之重新恢复到技术标准要求的正常功能。
- b) 小修：对设备不解体进行的检查与修理。
- c) 临时性检修：针对设备在运行中突发的故障或缺陷而进行的检查与修理。

6.2.2 检修的依据：

应根据设备的状况，运行时间并参照设备安装使用说明书中推荐的实施检修的条件等因素来决定是否应该对交流高压断路器进行检修。

- a) 对于实施状态检修的设备，应根据对设备全面的状态评估结果来决定对断路器设备进行相应规模的检修工作。
- b) 对于未实施状态检修的设备，一般应结合设备的预防性试验进行小修，但周期一般不应超过 3 年。
- c) 如果满足下列条件之一，则应该对其进行大修。
 - 1) SF6 断路器：
累计故障开断电流达到设备技术条件中的规定。机械操作次数达到设备技术条件中的规定 12~15 年(推荐)。
 - 2) 真空断路器：
累计故障开断电流达到设备技术条件中的规定机械操作次数达到设备技术条件中的规定 8~10 年(推荐)。
- d) 临时性检修：针对运行中发现的危急缺陷，严重缺陷及时进行检修。

6.2.3 检修前的准备工作。

a) 基础工作：

检修前应收集拟检修断路器的下列资料，对设备的安装情况，运行情况，故障情况，缺陷情况及断路器近期的试验检测等方面情况进行详细，全面的调查分析，以判定断路器的综合状况，为现场具体的检修方案的制订打好基础。

- 1) 设备使用说明书；
- 2) 设备图纸；
- 3) 设备安装记录；
- 4) 设备运行记录；
- 5) 故障情况记录；
- 6) 缺陷情况记录；
- 7) 检测，试验纪录；
- 8) 其它资料。

b) 检修方案的确定：

通过对设备资料的分析，评估，制订出断路器的具体的检修方案。检修方案应包含断路器检修的具体内容、标准、工期、流程等。

c) 检修工器具，备件及材料准备：

应根据被检断路器的检修方案及内容,准备必要的检修工器具,试验仪器,备件及材料等。

d) 检修安全措施的准备:

- 1) 所有进入施工现场工作人员必须严格执行《电业安全生产规定》,明确停电范围,工作内容,停电时间,核实站内所做安全措施是否与工作内容相符。
- 2) 现场如需进行电气焊工作,要开动火工作票,应有专业人员操作,严禁无证人员进行操作,同时要做好防火措施。
- 3) 向设备制造厂人员提供《安规》(变电部分),并让其学习有关部分;应向制造厂人员介绍变电站的接线情况,工作范围,安全措施。
- 4) 在断路器传动前,各部要进行认真检查,防止造成人身伤害和设备损坏。
- 5) 当需接触润滑脂或润滑油时,需准备防护手套。
- 6) 抽真空时必须有专人监护。
- 7) SF6 气体工作安全措施:
 - 按规定制订工作人员防护措施;
 - 工作现场应具有强力通风,以清除残余气体;
 - 准备有微孔过滤器的真空吸尘器用于除去断路器中形成的电弧分解物;
 - 在取出 SF6 断路器中的吸附剂,清洗金属和绝缘零部件时,检修人员应穿戴全套的安全防护用品,并用吸尘器和毛刷清除粉末。
- 8) 断路器检修前必须对检修工作危险点进行分析.每次检修工作前,应针对被检修断路器的具体情况,对危险点进行详细分析,并做好充分的预防措施,并组织所有检修人员共同学习。

e) 检修人员要求:

- 1) 检修人员必须了解熟悉断路器的结构,动作原理及操作方法,并经过专业培训合格。
- 2) 现场解体大修需要时,应有制造厂的专业人员指导。
- 3) 对各检修项目的责任人进行明确分工,使负责人明确各自的职责内容。

f) 检修环境的要求

断路器的解体检修,尤其是 SF6 断路器的本体检修对环境的清洁度,湿度的要求十分严格,灰尘、水分的存在都影响断路器的性能,故应加强对现场环境的要求,具体要求如下:

- 1) 大气条件:温度 5℃以上,湿度<80%(相对);
- 2) 重要部件分解检修工作尽量在检修间进行。现场应考虑采取防雨,防尘保护;
- 3) 有充足的施工电源和照明措施;
- 4) 有足够宽敞的场地摆放器具,设备和已拆部件。

g) 废油,废气等的处理措施准备:

- 1) 使用过的 SF6 气体应用专用设备回收处理。
- 2) 六氟化硫电气设备内部含有有毒的或腐蚀性的粉末,有些固态粉末附着在设备内及元件的表面,要仔细地将这些粉末彻底清除干净.应用吸尘器进行清理,用于清理的物品需要用浓度约 20%的氢氧化钠水溶液浸泡后深埋。
- 3) 所有溢出的油脂应用吸附剂覆盖按化学废物处理。

6.2.4 检修前的检查和试验:

- a) 为了解高压断路器检修前的状态以及为检修后试验数据进行比较,在检修前,应对被检断路器进行检查和试验。
- b) 断路器修前的检查和试验项目应包括:

- 1) 断路器修前的检查项目：
 - 外观检查；
 - 渗漏检查；
 - 瓷套检查；
 - 压力指示；
 - 动作次数；
 - 储能器检查等。
- 2) 断路器检修前的试验项目：
 - 断路器开距、接触行程(超行程)测量；
 - 断路器主回路电阻测量；
 - 断路器机械特性试验；

在额定操作压力和额定操作电压下,分别测量断路器三相的合闸时间,合闸速度,分闸时间,分闸速度,同相断口间的同期及三相间的同期以及辅助开关动作时间与主断口的配合等。

- 断路器的低电压动作试验；
- 在额定操作压力状态下,分别测量并记录断路器合闸,分闸最低动作电压；
- 断路器液压(气动)机构的零起打压时间及补压时间试验。

6.2.5 检修项目及技术要求：

高压断路器本体的检修项目及技术标准应满足下列要求。

a) SF6 断路器本体的检修项目及技术要求：

- 1) 瓷套(柱式断路器)或套管(罐式断路器)检修。
 - 均压环：均压环应完好无变形；
 - 检查瓷件内外表面：瓷套内外无可见裂纹,浇装无脱落,裙边无损坏；
 - 检查主接线板：接线板连接良好；
 - 检查法兰密封面：密封面沟槽平整无划伤；
 - 对柱式断路器并联电容器进行检查：电容器应无渗漏油现象,电容量和介损值符合要求。
- 2) 灭弧室的检修：

弧触头和喷口的检修,检查零部件的磨损和烧损情况。

 - 如弧触头烧损大于制造厂规定值,或有明显碎裂,或触头表面有铜析出现象,应更换新弧触头；
 - 喷口和罩的内径大于制造厂规定值或有裂纹,有明显的剥落或清理不干净时,应更换喷口罩；
 - 绝缘件的检查,检查绝缘拉杆,绝缘件表面情况,表面无裂痕,划伤,如有损伤,应更换。
- 3) 合闸电阻的检修：
 - 检查电阻片外观,测量每极合闸电阻阻值：电阻片无裂痕,无烧痕及破损.电阻值应符合制造厂规定；
 - 检查电阻动,静触头的情况：电阻片无裂痕,无烧痕及破损.电阻值应符合制造厂规定。
- 4) 灭弧室内并联电容器的检修(罐式)：
 - 检查并联电容的紧固件是否松动：电容器完好,干净,如有裂纹应整体更换；
 - 进行电容量测试和介损测试：并联电容值和介损应符合规定；

- 检查压气缸等部件内表面:压气缸等部件内表面无划伤, 镀银面完好。
 - 检修后注入的新 SF6 气体要有近期检验各项指标的合格证。
- 5) SF6 气体系统检修
- SF6 充放气逆止阀的检修:更换逆止阀密封圈, 对顶杆和阀心进行检查。顶杆和阀心应无变形, 否则应进行更换;
 - 对管路接头进行检查并进行检漏。SF6 管接头密封面无伤痕;
 - 对 SF6 密度继电器的整定值进行校验, 按检修后现场试验项目标准进行。密度继电器整定值应符合制造厂规定。
- b) 真空断路器本体的检修项目及技术要求:
- 真空断路器本体主要为真空灭弧室(真空泡), 其一般不需要检修, 但在其电气或机械寿命接近终了前必须更换。
- 测量真空灭弧室的真空度: 真空度应符合标准要求;
 - 测量真空灭弧室的导电回路电阻: 回路电阻符合制造厂技术条件要求;
 - 检查真空灭弧室电寿命标志点是否到达: 到达电寿命标志点后应立即更换;
 - 检查触头的开距及超行程: 开距及超行程应符合制造厂技术条件要求;
 - 对真空灭弧室进行分闸状态下耐压试验: 应能通过标准规定的耐压要求。
- c) 少油断路器本体的检修项目及技术要求。
- 检查排气阀: 排气阀密封圈应无老化裂纹, 弹性良好; 呼吸通道应畅通; 阀盖关闭严密, 开启灵活;
 - 检查压油活塞: 压油活塞杆绝缘完好, 装配牢固;
 - 检查灭弧片烧损情况: 灭弧片烧损严重时应更换, 轻微时打磨处理;
 - 检查玻璃钢筒壁及螺纹: 玻璃钢筒应无起层掉牙, 裂纹和受潮现象;
 - 检查, 清洗动触杆: 动触杆接触面良好, 镀层无起层, 脱落;
 - 中间触头和灭弧单元基座的检修: 中间触指接触面光滑平整, 触指隔栅无裂纹;
 - 铝帽及灭弧瓷套检查: 铝帽密封槽良好, 丝扣无滑丝, 油位计玻璃片完好, 上下通孔畅通, 瓷套无损伤;
 - 灭弧室并联电容器检查: 电容器无渗漏油, 电容及介损值符合要求;
 - 检查连板, 拐臂及主轴等: 连板, 拐臂无变形, 轴, 孔无严重磨损, 轴承完好, 无明显晃动或卡涩;
 - 中间机构箱上衬垫的调整: 衬垫的压缩量宜为衬垫厚度的 1/3 左右;
 - 检查支持瓷套内, 外表面及结合面: 瓷套无损伤, 结合面平整;
 - 检查绝缘拉杆及两端金具: 绝缘拉杆无裂纹, 无弯曲变形, 与金具连接牢固可靠。

6.2.6 高压断路器操作机构的检修项目及技术标准应满足下列要求

- a) 储压筒:
- 1) 检查储压筒内壁及活塞表面: 应光滑, 无锈蚀, 无划痕, 否则应更换。
 - 2) 检查活塞杆: 表面应无划伤, 镀铬层应完整无脱落, 杆体无弯曲, 变形现象; 杆下端的泄油孔应畅通, 无阻塞。
 - 3) 检查逆止阀: 钢球与阀口应密封良好。
 - 4) 检查铜压圈, 垫圈: 应良好, 无划痕。
 - 5) 组装及充氮气: 各紧固件应连接可靠; 充氮气后, 逆止阀应无漏气现象, 预充氮气压力符合制造厂要求。
- b) 阀系统:
- 1) 检修分、合闸电磁铁: 阀杆应无弯曲, 无变形, 不直度符合要求; 阀杆与铁心

- 结合牢固,不松动;线圈无卡伤,断线现象,绝缘应良好;组装后铁心运动灵活,无卡滞。
- 2) 检修分、合闸阀:钢球(阀锥)应无锈蚀,无损坏;钢球(阀锥)与阀口应密封严密,密封线应完整;阀杆应无变形,无弯曲,复位弹簧应无损坏,无锈蚀,弹性好;组装后各阀杆行程应符合要求。
- 3) 检修高压放油阀(截流阀):钢球(阀锥)应无锈蚀,无损坏;钢球(阀锥)与阀口应密封严密,密封线应完整;阀杆应无变形,无弯曲,无松动,端头应平整;复位弹簧应无损坏,无锈蚀,弹性应良好;
- 4) 检查安全阀:安全阀动作及返回值符合要求
- c) 工作缸:
- 1) 检查缸体,活塞及活塞杆:工作缸缸体内表、活塞外表应光滑,无沟痕;活塞杆应无弯曲,表面无划伤痕迹,无锈蚀。
- 2) 检查管接头:应无裂纹和滑扣。
- 3) 组装工作缸:应更换全部密封垫;组装后,活塞杆运动应灵活,无卡动现象。
- d) 油泵及电机:
- 1) 油泵:柱塞间隙配合应良好;高、低压逆止阀密封应良好;弹簧无变形,弹性应良好,钢球无裂纹,无锈蚀,球托与弹簧,钢球配合良好;油封应无渗漏油现象;各通道应畅通,无阻塞。
- 2) 电动机:轴承应无磨损,转动应灵活.定子与转子间的间隙应均匀,无摩擦现象;整流子磨损深度不超过规定值;电动机的绝缘电阻应符合标准要求。
- e) 油箱及管路:
- 1) 清洗油箱及滤油器:油箱应无渗漏油现象,油箱及滤油器应清洁,无污物。
- 2) 清洗,检查及连接管路:管路,管接头,卡套及螺帽应无卡伤,无锈蚀,无变形及开裂现象;连接后的管路及接头应紧固,无渗漏油现象。
- f) 加热和温控装置:
- 检查加热装置:应无损坏,接线良好,工作正常.加热器功率消耗偏差在制造厂规定范围以内。检查温控装置;温度控制动作应准确,加热器接通和切断的温度范围符合制造厂规定。
- g) 其它部位:
- 1) 检查机构箱;表面无锈蚀,无变形,应无渗漏雨水现象。
- 2) 检查传动连杆及其它外露零件:无锈蚀,连接紧固。
- 3) 检查辅助开关:触点接触良好,切换角度合适,接线正确。
- 4) 检查压力开关:整定值应符合制造厂要求。
- 5) 检查分合闸指示器:指示位置正确,安装连接牢固。
- 6) 检查二次接线:接线正确。
- 7) 校验油压表:油压表指示正确,无渗漏油现象。
- 8) 检查操作计数器:动作应正确。

6.2.7 气动机构的检修项目及技术要求

- a) 储气罐:
- 1) 检查,清洗储气罐;储气罐罐体内外均不得有裂纹等缺陷。
- 2) 清理密封面,更换所有密封件。储气罐内部应干燥,无油污,无锈蚀。
- b) 电磁阀系统:
- 1) 分、合闸电磁铁的检修;线圈安装牢固,无松动,无卡伤,断线现象,直流电阻符合要求,绝缘应良好.衔铁,挚子,扣板及弹簧等动作灵活,无卡滞;衔铁与

- 挚子, 扣板与挚子间的扣合间隙符合要求。
- 2) 分闸一、二级阀的检修: 阀杆, 阀体应无划伤, 无变形, 密封面无凹陷; 装复后动作灵活, 装配紧固。
- c) 主阀体的检修:
- 1) 活塞, 主阀杆无划伤, 无变形;
 - 2) 弹簧无变形, 弹性良好;
 - 3) 装配紧固, 不漏气;
 - 4) 检查安全阀: 安全阀动作及返回值符合要求。
- d) 工作缸: 检查缸体, 活塞及活塞杆: 工作缸缸体内表, 活塞外表应光滑, 无沟痕; 活塞杆应无弯曲, 表面无划伤痕迹, 无锈蚀。
- e) 组装工作缸:
- 1) 应更换全部密封垫。
 - 2) 组装后, 活塞杆运动应灵活, 无卡动现象。
- f) 缓冲器的检修:
- 1) 缸体内表, 活塞外表应光滑, 无沟痕。
 - 2) 缓冲弹簧(若有)应无锈蚀, 无变形。
 - 3) 装配后, 缓冲器应无渗漏油, 连接无松动。
- g) 传动部分的检查:
- 1) 传动连杆与转动轴无松动, 润滑良好。
 - 2) 拐臂和相邻的轴销无变形, 无锈蚀, 转动灵活。
- h) 合闸弹簧:
- 1) 弹簧无锈蚀, 无变形。
 - 2) 弹簧与传动臂连接无松动。
- i) 压缩机及电机:
- 1) 压缩机的检修:
 - 吸气阀上无积炭和污垢, 无划伤, 阀弹簧无锈蚀, 弹性良好;
 - 一级和二级缸零部件无严重磨损, 连杆(滚针轴承)与活塞销的配合间隙符合要求;
 - 空气滤清器, 曲轴箱应清洁;
 - 电磁阀和逆止阀应动作正确, 无漏气现象;
 - 皮带的松紧度合适, 且应成一条直线;
 - 若压缩机补气时间超过制造厂规定, 应更换。
 - 2) 气水分离器及自动排污阀的检查:
 - 气水分离器应能有效工作;
 - 自动排污阀应动作可靠;
 - 电动机的检修。
 - 3) 轴承应无磨损, 转动应灵活:
 - 定子与转子间的间隙应均匀, 无摩擦现象;
 - 整流子磨损深度不超过规定值。
 - 4) 电动机的绝缘电阻应符合标准要求。
- j) 压缩空气管路:
- 1) 管路, 管接头, 密封面, 卡套及螺帽应无卡伤, 无锈蚀, 无变形及开裂现象。
 - 2) 连接后的管路及接头应紧固, 无渗漏气现象。
- k) 加热和温控装置

1) 检查加热装置

应无损坏,接线良好,工作正常。加热器功率消耗偏差在制造厂规定范围以内。

2) 检查温控装置

温度控制动作应准确,加热器接通和切断的温度范围符合制造厂规定。

1) 其它部位:

- 1) 检查机构箱。表面无锈蚀,无变形,应无渗漏雨水现象。
- 2) 检查传动连杆及其它外露零件。无锈蚀,连接紧固。
- 3) 检查辅助开关。触点接触良好,切换角度合适,接线正确。
- 4) 检查压力开关。整定值应符合制造厂要求。
- 5) 检查分合闸指示器。指示位置正确,安装连接牢固。
- 6) 检查二次接线。接线正确。
- 7) 校验气压表(空气)气压表指示正确,无渗漏气现象。
- 8) 检查操作计数器,动作应正确。

6.2.8 弹簧机构的检修项目及技术要求

- a) 检查机构箱,表面无锈蚀,无变形,应无渗漏雨水现象。
- b) 检查清理电磁铁扣板,掣子分、合闸线圈安装牢固,无松动,无卡伤,断线现象,直流电阻符合要求,绝缘应良好;衔铁,扣板,掣子无变形,动作灵活。
- c) 检查传动连杆及其它外露零件无锈蚀,连接紧固。
- d) 检查辅助开关。触点接触良好,切换角度合适,接线正确。
- e) 检查分合闸弹簧。无锈蚀,拉伸长度应符合要求。
- f) 检查分合闸缓冲器。测量缓冲曲线符合要求。
- g) 检查分合闸指示器。指示位置正确,安装连接牢固。
- h) 检查二次接线。接线正确。
- i) 储能开关,动作正确。
- j) 检查储能电机。电机储能时间符合设计要求。

6.2.9 电磁机构的检修项目及技术要求

- a) 检查机构箱。表面无锈蚀,无变形,应无渗漏雨水现象。
- b) 检查清理电磁铁
 - 1) 分、合闸线圈安装牢固,无松动,无卡伤,断线现象,直流电阻符合要求,绝缘应良好。
 - 2) 衔铁,扣板,掣子无变形,动作灵活。
 - 3) 检查传动连杆及其它外露零件。无锈蚀,连接紧固。
 - 4) 检查辅助开关。触点接触良好,切换角度合适,接线正确。
 - 5) 检查分闸弹簧。无锈蚀,拉伸长度应符合要求。
 - 6) 检查分合闸指示器。指示位置正确,安装连接牢固。
 - 7) 检查二次接线。接线正确。
 - 8) 合闸接触器。接触可靠,动作正确。

6.2.10 断路器检修后的调整及试验

高压断路器检修后的调整及试验工作项目及要。高压断路器检修后应进行以下项目的调整及试验:

- a) 灭弧室部分:触头行程及插入行程(超行程);符合制造厂技术条件要求。
- b) 本体与机构的连接:
 - 调整,测量机构工作缸行程;符合制造厂技术条件要求;
 - 调整,测量分闸时的A尺寸;符合制造厂技术条件要求;

- 调整合闸保持弹簧；符合制造厂技术条件要求；
 - 调整分闸缓冲器；符合制造厂技术条件要求；
 - 调整引弧距；符合制造厂技术条件要求。
- c) 储能器：
氮气预充压力的调整；符合制造厂技术条件要求；液
压机构, 氮气储能。
- d) SF6 气体系统：
- 调整并校验密度继电器动作值；符合制造厂技术条件要求；
 - SF6 气体中微水测量 $\leq 150 \mu\text{L/L}$ （交接验收要求含水量）；
 - SF6 气体泄漏检测应符合制造厂技术条件要求
- e) 机构压力表与压力开关：
校验压力表, 调整压力开关动作值符合制造厂技术条件要求。
- f) 安全阀：
调整并校验安全阀符合制造厂技术条件要求。
- g) 控制线圈：
- 合闸线圈直流电阻和绝缘电阻符合制造厂技术条件要求；
 - 分闸线圈直流电阻和绝缘电阻符合制造厂技术条件要求。
- h) 机械特性：
- 合闸时间(ms)符合制造厂技术条件要求；
 - 合闸速度(m/s)符合制造厂技术条件要求；
 - 合闸三相不同期(ms) ≤ 5 ；
 - 分闸时间(ms)符合制造厂技术条件要求；
 - 分闸速度(m/s)符合制造厂技术条件要求；
 - 分闸三相不同期(ms) ≤ 3 ；
 - 合-分时间(ms)符合技术标准要求；
 - 辅助开关动作时间符合制造厂技术条件要求；
 - 合闸弹跳与分闸反弹符合技术标准要求；
 - 真空断路器合闸电阻提前投入时间符合制造厂技术条件要求。
- i) 低电压动作特性：
- 分闸线圈符合技术标准要求；
 - 合闸线圈(或合闸接触器)符合技术标准要求。
- j) 操作试验：
- 就地操作(额定操作电压下)可靠动作, 操作时机；
 - 构压降符合制造厂技术条件要求；
 - 远方操作(额定操作电压下)可靠动作, 各种信号显示正确；
 - 机构补压及零起打压时间符合制造厂技术条件要求；
 - 防止失压慢分试验符合技术标准要求。
- k) 主回路：回路电阻测量符合制造厂技术条件要求。
- l) 绝缘试验：
- 绝缘电阻(M Ω)控制回路对地符合技术标准要求；
 - 辅助回路对地符合技术标准要求；
 - 电动机线圈对地符合技术标准要求；
 - 主回路及绝缘拉杆符合技术标准要求；
 - 泄漏电流测量符合技术标准要求；

- 少油断路器 1 分钟工频耐压 (kV) 符合电气设备预防性试验规范;
- 主回路合闸对地符合技术标准要求;
- 主回路分闸断口间;
- 控制回路对地;
- 辅助回路对地;
- 电动机线圈对地;
- 电容器的绝缘电阻, 电容量及介质损耗测量符合技术标准要求;
- 对于有断口并联电容的断路器绝缘油试验符合技术标准要求。

6.2.11 检修记录及总结报告

高压断路器检修后的总结报告应包括以下内容:

- a) 设备检修前的状况。
- b) 检修的工程组织。
- c) 检修项目及检修方案。
- d) 检修质量情况。
- e) 检修过程中发现的缺陷, 处理情况及遗留问题。
- f) 检修前, 后的试验和调整记录。
- g) 应总结的经验, 教训。

6.2.12 检修后断路器的投运

断路器在检修后, 在投运前应进行以下工作:

- a) 对所有紧固件进行紧固。
- b) 接好断路器引线, 接线端子及导线对断路器不应产生附加拉伸和弯曲应力。
- c) 对所有相对转动, 相对移动的零件进行润滑。
- d) 金属件外表面除锈, 着漆。
- e) 清理现场, 清点工具。
- f) 整体清扫工作现场。
- g) 安全检查。
- h) 投运。

7 高压隔离开关的运行与检修

7.1 高压隔离开关的运行

7.1.1 对运用中高压隔离开关应建立原始档案和运行档案。

- a) 原始档案:
 - 1) 产品合格证。
 - 2) 说明书。
 - 3) 出厂试验报告。
 - 4) 安装调试记录。
 - 5) 安装试验记录。
 - 6) 交接试验报告。
- b) 运行档案:
 - 1) 设备铭牌参数。
 - 2) 设备修试、定检周期表。
 - 3) 设备大修改造报告。
 - 4) 高压试验报告。
 - 5) 缺陷记录 (每年将 I 类缺陷摘录、整理)。

7.1.2 高压隔离开关应有标明基本技术参数的铭牌标志, 技术参数必须满足装设地点运行

工况的要求。

- a) 使用环境应满足设计的要求。
- b) 使用的电压等级应满足设计要求。
- c) 使用的容量应当满足设计的要求。
- d) 绝缘子的绝缘水平满足设计的要求。
- e) 端子的引线连接应满足机械力的要求。

7.1.3 高压隔离开关应有明显的接地符号标志，接地端子应与设备底座可靠连接，并从底座接地螺栓用接地引下线与地网不同点可靠连接。接地螺栓直径应不小于 12mm，引下线截面（铜截面 $\geq 35\text{mm}^2$ ）应满足安装地点短路电流的要求。

7.1.4 每台高压隔离开关应有运行编号和名称。

7.1.5 高压隔离开关的分、合闸位置应有可靠的锁锭。

7.1.6 高压隔离开关与接地刀配合应有可靠的互锁装置。

7.1.7 高压隔离开关在回路没有断路器时可以进行以下操作：

- a) 非故障时分、合电压互感器和避雷器。
- b) 分、合母线及母线切换。
- c) 分、合变压器中性点的接地线。当中性点接有消弧线圈时，系统没有故障时可以操作。
- d) 与断路器并联的旁路隔离开关，当断路器在合闸位置时，可以分、合断路器的旁路电流。
- e) 分、合励磁电流小于 2A 的空载变压器（220kV 以下）和电容电流小于 5A 的无负荷线路。

7.1.8 高压隔离开关操作注意事项：

- a) 高压隔离开关操作必须配用合格的绝缘工具，并具备防止人身伤害的措施。
- b) 停电时先拉线路侧隔离开关，送电时先合母线隔离开关，而且在操作隔离开关前，先注意检查断路器在“分”闸位置后才能操作隔离开关。
- c) 合闸操作必须迅速而果断，但在合闸终了时用力不可过猛，以免损坏设备，危及人身安全。
- d) 隔离开关合闸操作完毕后，应检查是否合闸到位，并检查接触的严密性，并且送电后检查是否有异常声响。
- e) 分闸操作开始时应该慢而谨慎，当刀片要离开固定触头时应迅速。特别是切断变压器的空载电流，架空线路和电缆的充电电流，架空线路小负载电流以及环路电流时，拉开隔离开关时，更应迅速果断，以便能迅速消弧。
- f) 拉开隔离开关后，应检查隔离开关每相确实已在断开位置并使刀片尽量拉到头。
- g) 操作中误合隔离开关时，既使合错，甚至在合闸中发生电弧，也不准将隔离开关再拉开。
- h) 误拉隔离开关时，在刀片刚要离开固定触头时，应立即合上可以消灭电弧，避免事故。如果隔离开关已经全部拉开，则不允许将误拉的隔离开关再合上。
- i) 如果是单极隔离开关，操作一相后发现误拉，对其它两项则不允许继续操作。

7.1.9 隔离开关常见的故障：

- a) 接线板及动静触头接触部位发热。
- b) 电动操作失灵。
- c) 传动机构故障。
- d) 操作不到位，夹持点过低。
- e) 绝缘子闪络或裂纹。

- f) 操作时绝缘子断裂。
- h) 接地刀闸推上时三相不一致。

7.1.10 高压隔离开关巡视检查项目:

- a) 导电连接端子和动静触头是否发热变色。
- b) 绝缘子有无闪络或裂纹。
- c) 连接螺栓有无紧固不够或螺栓断裂。
- d) 动静触头合入是否到位。
- e) 机构操作机构是否可靠锁定。
- f) 接地连接有无变动。
- g) 信号, 位置指示是否正确。
- h) 气动操作的气压是否指示正确。
- i) 带电运行是否有异常声响。

7.2 高压隔离开关的检修

7.2.1 检修的分类:

- a) 大修:对设备的关键零部件进行全面解体的检查, 修理或更换, 使之重新恢复到技术标准要求的正常功能。
- b) 小修:对设备不解体进行的检查与修理。
- c) 临时性检修:针对设备在运行中突发的故障或缺陷而进行的检查与修理。

7.2.2 检修的依据:

应根据设备的状况, 运行时间并参照设备安装使用说明书中推荐的实施检修的条件等因素来决定是否应进行检修。

- a) 对于实施状态检修的设备, 应根据对设备全面的状态评估结果来决定对设备进行相应规模的检修工作。
- b) 对于未实施状态检修的设备, 一般应结合设备的预防性试验进行小修, 但周期一般不应超过 3 年; 如果达到设计寿命、机械寿命或达到运行时间条件之一, 则应该对其进行大修。
- c) 临时性检修:针对运行中发现的危急缺陷, 严重缺陷及时进行检修。

7.2.3 检修前的准备工作:

a) 检修前的资料准备:

检修前应收集拟检修的下列资料, 对设备的安装情况, 运行情况, 故障情况, 缺陷情况及近期的试验检测等方面情况进行详细, 全面的调查分析, 以判定隔离开关的综合状况, 为现场具体的检修方案的制订打好基础:

- 1) 设备使用说明书;
- 2) 设备图纸;
- 3) 设备安装记录;
- 4) 设备运行记录;
- 5) 故障情况记录;
- 6) 缺陷情况记录;
- 7) 检测, 试验纪录;
- 8) 其它资料。

b) 检修方案的确定:

通过对设备资料的分析、评估、制订出断路器的具体的检修方案。检修方案应包含检修隔离开关的具体内容, 标准, 工期, 流程等。

c) 检修工器具, 备件及材料准备:

应根据被检隔离开关的检修方案及内容,准备必要的检修工器具,试验仪器,备件及材料等。

d) 检修安全措施的准备:

- 1) 所有进入施工现场工作人员必须严格执行《电业安全工作规程》,明确停电范围,工作内容,停电时间,核实站内所做安全措施是否与工作内容相符。
- 2) 现场如需进行电气焊工作,要开动火工作票,应有专业人员操作,严禁无证人员进行操作,同时要做好防火措施。
- 3) 向设备制造厂人员提供《安规》(变电部分),并让其学习有关部分;应向制造厂人员介绍变电站的接线情况,工作范围,安全措施。
- 4) 在隔离开关传动前,各部要进行认真检查,防止造成人身伤害和设备损坏。
- 5) 当需接触润滑脂或润滑油时,需准备防护手套。

e) 检修人员要求:

- 1) 检修人员必须了解熟悉对检修工作危险点.每次检修工作前,应针对被检修隔离开关的具体情况,对危险点进行详细分析,并做好充分的预防措施,并组织所有检修人员共同学习。

检修人员必须了解熟悉对检修隔离开关的结构,动作原理及操作方法,并经过专业培训合格。

- 2) 对各检修项目的责任人进行明确分工,使负责人明确各自的职责内容

f) 修前的隔离开关检查和试验项目:

为了解检修前的状态以及为检修后试验数据进行比较,在检修前,应对被检隔离开关进行检查和试验,检查和试验项目应包括:

- 1) 检查项目:
 - 外观检查;
 - 瓷套检查;
 - 动作次数。
- 2) s 试验项目:
 - 爬电距离;
 - 绝缘水平;
 - 触头之间的接触直流电阻。

7.2.4 检修项目及技术要求:

a) 检修项目:

- 1) 支持绝缘子,转动绝缘子。
- 2) 动静触头,导电连接板。
- 3) 传动箱机构。
- 4) 操作机构。

b) 支持绝缘子,转动绝缘子的检修:

- 1) 瓷套内外无可见裂纹,浇装无脱落。
- 2) 清洗绝缘子,消除闪络痕面及污垢,绝缘耐压符合预防性试验规范要求,否则应更换。

c) 动静触头的检修:

- 1) 拆解动静触头及导电连杆,清理氧化面,修复动静触头的接触面,更换弧触子。
- 2) 单体装配调整触头夹紧弹簧和夹力,调整触头接触深度和接触面。

d) 传动箱机构的检修:

- 1) 拆解传动箱机构清洗传动配件。

- 2) 更换轴承,调整扇齿轮间隙,机箱传动部分注油,单体回装。
- e) 操作机构的检修:
 - 1) 拆解传动拉杆及操作把手和接地刀的互锁机构。
 - 2) 检查各部件有无拉伤断裂和机构卡阻,修复并传动部分注油。

7.2.5 回装调试:

- a) 分体部件回装就位,紧固底座。
- b) 连接三相传动箱机构的连杆,调整三相合闸同步。
- c) 连接操作机构,调整拉杆行程,定位终止锁锭销卡。
- d) 调整接地刀操作机构,调整三相接地刀合闸同步,接触良好。操作机构互锁可靠。
- e) 分、合闸把手锁定可靠。
- f) 恢复机座的接地连接。
- g) 恢复辅助机构及信号装置。

7.2.6 检修后的试验:

- a) 触头接触直流电阻测试:达到规范要求。
- b) 交流耐压测试:达到规范要求。
- c) 接地电阻测试:达到规范要求。
- d) 信号装置试验:指示正确。

7.2.7 检修记录及总结报告:

高压隔离开关检修后的总结报告应包括以下内容:

- a) 设备检修前的状况。
- b) 检修的工程组织。
- c) 检修项目及检修方案。
- d) 检修质量情况。
- e) 检修过程中发现的缺陷,处理情况及遗留问题。
- f) 检修前,后的试验和调整记录。
- g) 应总结的经验、教训。

7.2.8 检修后隔离开关的投运:

- a) 对所有紧固件进行紧固。
- b) 接好隔离开关引线,接线端子及导线对隔离开关不应产生附加拉伸和弯曲应力。
- c) 对所有相对转动,相对移动的零件进行润滑。
- d) 金属件外表面除锈,着漆。
- e) 清理现场,清点工具。
- f) 整体清扫工作现场。
- g) 安全检查。
- h) 投运。

8 互感器的运行与检修

8.1 互感器的运行

8.1.1 对运用中的互感器应建立原始档案和运行档案

- a) 原始档案:
 - 1) 产品合格证。
 - 2) 说明书。
 - 3) 出厂试验报告。
 - 4) 安装调试记录。

- 5) 安装试验记录。
- 6) 绝缘油化验报告。
- 7) 交接试验报告。
- b) 运行档案：
 - 1) 设备铭牌参数。
 - 2) 设备修试、定检周期表。
 - 3) 设备大修改造报告。
 - 4) 高压试验报告。
 - 5) 油化验报告。
 - 6) 继电保护检验、调整记录。
 - 7) 缺陷记录（每年将 I 类缺陷摘录、整理）。
 - 8) 设备变更、改造情况说明。

8.1.2 互感器应有标明基本技术参数的铭牌标志，互感器技术参数必须满足装设地点运行工况的要求。

8.1.3 电压互感器的各个二次绕组(包括备用)均必须有可靠的保护接地，且只允许有一个接地点。电流互感器备有的二次绕组应短路接地。接地点的布置应满足有关二次回路设计的规定。

8.1.4 互感器应有明显的接地符号标志，接地端子应与设备底座可靠连接，并从底座接地螺栓用两根接地引下线与地网不同点可靠连接。接地螺栓直径应不小于 12mm，引下线截面应满足安装地点短路电流的要求。

8.1.5 互感器二次绕组所接负荷应在准确等级所规定的负荷范围内。

- a) 电流互感器二次额定电流为 5A。
- b) 电压互感器二次额定电压为 100V。
- c) 电压互感器一次接线有 VV 接线、YY 接线。
- d) 电压互感器二次接线有 YY、开口三角接线。

8.1.6 互感器的引线安装，应保证运行中一次端子承受的机械负载不超过制造厂规定的允许值。

8.1.7 互感器安装位置应在变电站(所)直击雷保护范围之内。

8.1.8 停运半年及以上的互感器应按有关规定试验检查合格后方可投运。

8.1.9 电压互感器二次侧严禁短路。

8.1.10 电压互感器允许在 1.2 倍额定电压下连续运行，中性点有效接地系统中的互感器，允许在 1.5 倍额定电压下运行 30s。

8.1.11 电磁式电压互感器一次绕组 N(X) 端必须可靠接地，电容式电压互感器的电容分压器低压端子(N、J)必须通过载波回路线圈接地或直接接地。

8.1.12 中性点非有效接地系统中，作单相接地监视用的电压互感器，一次中性点应接地，为防止谐振过电压，应在一次中性点或二次回路装设消谐装置。

8.1.13 电压互感器二次回路，除剩余电压绕组和另有专门规定者外，应装设快速开关或熔断器；主回路熔断电流一般为最大负荷电流的 1.5 倍，各级熔断器熔断电流应逐级配合，自动开关应经整定试验合格方可投入运行。

8.1.14 电流互感器二次侧严禁开路，备用的二次绕组也应短接接地。

8.1.15 电流互感器允许在设备最高电流下和额定连续过电流下长期运行。

8.1.16 倒立式电流互感器二次绕组屏蔽罩的接地端子必须可靠接地。

8.1.17 电流互感器在运行中损坏，更换时要选用电流等级、电流比、二次绕组、二次额定输出、准确级、准确限值系数等技术参数相同，保护绕组伏安特性无明显差别的互感器，

并进行试验合格，以满足运行要求。

8.1.18 66kV 及以上电磁式油浸互感器应装设膨胀器或隔膜密封，应有便于观察的油位或油温压力指示器，并有最低和最高限值标志。运行中全密封互感器应保持微正压，充氮密封互感器的压力应正常。互感器应标明绝缘油牌号。

8.1.19 SF6 互感器：

- a) 运行中应巡视检查气体密度表工况，产品年漏气率应小于 1%。
- b) 若压力表偏出绿色正常压力区（表压小于 0.35MPa）时，应引起注意，并及时按制造厂要求停电补充合格的 SF6 新气，控制补气速度约为 0.1MPa/h。一般应停电补气，个别特殊情况需带电补气时，应在厂家指导下进行。要特别注意充气管路的除潮干燥，以防充气 24h 后检测到的气体含水量超标。
- c) 如气体压力接近闭锁压力，则应停止运行，着重检查防爆片有否微裂泄漏，并通知制造厂及时处理。
- d) 补气较多时（表压力小于 0.2MPa），应进行工频耐压试验（试验电压为出厂试验值的 80-90%）。
- e) 运行中应监测 SF6 气体含水量不超过 300 μ L/L，若超标时应尽快退出，并通知厂家处理。充分发挥 SF6 气体质量监督管理中心的作用，应做好新气管理、运行及设备的气体监测和异常情况分析，监测应包括 SF6 压力表和密度继电器的定期校验。

8.1.20 操作互感器注意事项：

- a) 严禁用隔离开关或摘下熔断器的方法拉开有故障的电压互感器。
- b) 停用电压互感器前应注意防止自动装置的影响，防止误动、拒动；
- c) 将二次回路主熔断器或自动开关断开，防止电压反送。

8.1.21 互感器正常巡视的项目和一般要求：

- a) 设备外观完整无损。
- b) 一、二次引线接触良好，接头无过热，各连接引线无发热、变色。
- c) 外绝缘表面清洁、无裂纹及放电现象。
- d) 金属部位无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。
- e) 架构、遮栏、器身外涂漆层清洁、无爆皮掉漆。
- f) 无异常震动、异常声音及异味。
- g) 瓷套、底座、阀门和法兰等部位应无渗漏油现象。
- h) 电压互感器端子箱熔断器和二次空气开关正常。
- i) 电流互感器端子箱引线端子无松动、过热、打火现象。
- j) 油色、油位正常。
- k) 防爆膜有无破裂。
- l) 吸湿器硅胶是否受潮变色。
- m) 金属膨胀器膨胀位置指示正常，无渗漏。
- n) 各部位接地可靠。
- o) SF6 气体绝缘压力表指示是否在正常规定范围，有无漏气现象，密度继电器是否正常；复合绝缘套管表面是否清洁、完整、无裂纹、无放电痕迹、无老化迹象，憎水性良好。
- p) 树脂浇注互感器有无过热，有无异常振动及声响；有无受潮，外露铁心有无锈蚀；外绝缘表面是否积灰、粉蚀、开裂，有无放电现象。

q) 互感器特殊巡视的项目和要求：

大负荷期间用红外测温设备检查互感器内部、引线接头发热情况；大风扬尘、雾天、雨天外绝缘有无闪络；冰雪、冰雹外绝缘有无损伤，运行过程中有无异常声响。

8.1.22 互感器的异常运行

当发生下列情况之一时，应立即将互感器停用。

- a) 设备漏油，从油位指示器中看不到油位。
- b) 设备内部有放电声响。
- c) 主导流部分接触不良，引起发热变色。
- d) 设备严重放电或瓷质部分有明显裂纹。
- e) 绝缘污秽严重，有污闪可能。
- f) 电压互感器二次电压异常波动。
- g) 设备的试验、油化验等主要指标超过规定不能继续运行。
- h) SF6 气体压力表为零。
- i) 高压容丝连续熔断 2-3 次。
- j) 膨胀器永久变形或漏油。
- k) 压力释放装置（防爆片）已冲破。

8.2 互感器的检修

8.2.1 检修的依据：

应根据设备的状况，运行时间并参照设备安装使用说明书中推荐的实施检修的条件等因素来决定是否应该进行检修。

- a) 对于实施状态检修的设备，应根据对设备全面的状态评估结果来决定对设备进行相应规模的检修工作。
- b) 对于未实施状态检修的设备，一般应结合设备的预防性试验进行小修，但周期一般不应超过 3 年。

8.2.2 检修前的准备工作：

a) 检修前的资料准备：

检修前应收集下列资料，对设备的安装情况，运行情况，故障情况，缺陷情况及互感器近期的试验检测等方面情况进行详细、全面的调查分析，以判定互感器的综合状况，为现场具体的检修方案的制订打好基础。

- 1) 设备使用说明书。
- 2) 设备图纸。
- 3) 设备安装记录。
- 4) 设备运行记录。
- 5) 故障情况记录。
- 6) 缺陷情况记录。
- 7) 检测，试验纪录。
- 8) 其它资料。

b) 检修方案的确定

通过对设备资料的分析，评估，制订出具体的检修方案。检修方案应包含检修的具体内容，标准，工期，流程等。

c) 检修工器具，备件及材料准备

应根据检修方案及内容，准备必要的检修工器具，试验仪器，备件及材料等。如：检修专用支架，起重设备，吸尘器，万用表，断路器测试仪器等，还应按制造厂说明准备相应的辅助材料。

d) 检修安全措施的准备：

- 1) 所有进入施工现场工作人员必须严格执行《电业安全工作规程》，明确停电范围，工作内容，停电时间，核实站内所做安全措施是否与工作内容相符。

- 2) 现场如需进行电气焊工作,要开动火工作票,应有专业人员操作,严禁无证人员进行操作,同时要做好防火措施。
 - 3) 向设备制造厂人员提供《安规》(变电部分),并让其学习有关部分;应向制造厂人员介绍变电站的接线情况,工作范围,安全措施。
 - 4) 各部要进行认真检查,防止造成人身伤害和设备损坏。
 - 5) 当需接触润滑脂或润滑油时,需准备防护手套。
 - 6) 抽真空时必须有专人监护。
 - 7) SF6 气体工作安全措施:
 - 按规定制订工作人员防护措施;
 - 工作现场应具有强力通风,以清除残余气体。
 - 8) 检修前必须对检修工作危险点进行分析。每次检修工作前,应对具体情况,对危险点进行详细分析,并做好充分的预防措施,并组织所有检修人员共同学习。
- e) 检修人员要求:
- 1) 检修人员必须了解熟悉互感器结构,并经过专业培训合格。
 - 2) 现场解体大修需要时,应有制造厂的专业人员指导。
 - 3) 对各检修项目的责任人进行明确分工,使负责人明确各自的职责内容。
- f) 检修环境的要求:
- 解体检修,尤其是SF6 互感器的本体检修对环境的清洁度,湿度的要求十分严格,灰尘,水分的存在都影响性能,故应加强对现场环境的要求,具体要求如下:
- 1) 大气条件:温度:5℃以上 湿度:<80%(相对)。
 - 2) 重要部件分解检修工作尽量在检修间进行。现场应考虑采取防雨,防尘保护。
 - 3) 有充足的施工电源和照明措施。
 - 4) 有足够宽敞的场地摆放器具,设备和已拆部件。
- g) 废油,废气等的处理措施准备:
- 1) 使用过的 SF6 气体应用专用设备回收处理。
 - 2) 所有溢出的油脂应用吸附剂覆盖按化学废物处理。

8.2.3 检修前的检查和试验

为了解检修前的状态以及为检修后试验数据进行比较,在检修前,应对被检互感器进行检查和试验。

- a) 油浸式互感器主要检修项目:
- 1) 检查金属膨胀器。
 - 2) 吊起瓷套或吊起器身,检查瓷套及器身。
 - 3) 更换密封胶垫。
 - 4) 压力释放装置检修与试验。
 - 5) 绝缘油的处理或更换。
 - 6) 吸湿器检修,更换干燥剂。
 - 7) 油箱清扫除锈。
 - 8) 真空注油。
 - 9) 密封试验。
 - 10) 绝缘油试验及电气试验。
 - 11) 金属部件补漆。
 - 12) 金属部件补漆。
- b) SF6 气体绝缘互感器主要检修项目:
- 1) 外部检查及修前试验。

- 2) 一、二次引线连接紧固件检查。
- 3) 回收并处理 SF6 气体。
- 4) 必要时更换防爆片及密封胶垫。
- 5) 必要时更换二次端子板及密封胶垫。
- 6) 必要时更换压力表、阀门、或密度继电器。
- 7) 更换吸附剂。
- 8) 补充 SF6 气体。
- 9) 电气试验。
- 10) 金属表面喷漆。

8.2.4 互感器主要试验项目

- a) 油浸式互感器主要试验项目：
 - 1) 绝缘电阻。
 - 2) 绝缘介质损耗 $\text{tg } \delta$ 。
 - 3) 油中溶解气体的色谱分析。
 - 4) 交流耐压试验。
 - 5) 空载电流测量。
 - 6) 铁芯夹件的绝缘电阻。
 - 7) 局部放电测量。
 - 8) 密封检查。
- b) SF6 气体绝缘互感器主要试验项目：
 - 1) SF6 气体的含水量测量。
 - 2) SF6 气体的耐压试验。
 - 3) SF6 气体的泄漏试验。
 - 4) SF6 气体的密度继电器检验及监视。
 - 5) SF6 气体的压力表校验及监视。

8.2.5 互感器检修后设备验收的项目和要求

- a) 所有缺陷已消除并验收合格。
- b) 一、二次接线端子应连接牢固，接触良好。
- c) 油浸式互感器无渗漏油，油标指示正常。
- d) 气体绝缘互感器无漏气，压力指示与规定相符。
- e) 极性关系正确，电流比换接位置符合运行要求。
- f) 三相相序标志正确，接线端子标志清晰，运行编号完备。
- g) 互感器的需要接地各部位应接地良好。
- h) 金属部件油漆完整，整体擦洗干净。
- i) 预防事故措施符合相关要求。

8.2.6 检修记录及总结报告

- a) 设备检修前的状况。
- b) 检修的工程组织。
- c) 检修项目及检修方案。
- d) 检修质量情况。
- e) 检修过程中发现的缺陷，处理情况及遗留问题。
- f) 检修前、后的试验和调整记录。
- g) 应总结的经验，教训。

8.2.7 检修后互感器的投运

- a) 对所有紧固件进行紧固。
- b) 接好互感器引线, 接线端子及导线对互感器不应产生附加拉伸和弯曲应力。
- c) 金属件外表面除锈, 着漆。
- d) 清理现场, 清点工具。
- e) 整体清扫工作现场。
- f) 安全检查。
- g) 投运。

9 变压器的运行与检修

9.1 变压器的运行

9.1.1 对运行中的变压器应建立原始档案和运行档案。

- a) 原始档案：
 - 1) 产品合格证。
 - 2) 说明书。
 - 3) 出厂试验报告。
 - 4) 安装调试记录。
 - 5) 安装试验记录。
 - 6) 绝缘油化验报告。
 - 7) 交接试验报告。
- b) 运行档案：
 - 1) 设备铭牌参数。
 - 2) 设备修试、定检周期表。
 - 3) 设备大修改造报告。
 - 4) 高压试验报告。
 - 5) 油化验报告。
 - 6) 继电保护检验、调整记录。
 - 7) 缺陷记录（每年将 I 类缺陷摘录、整理）。
 - 8) 设备变更、改造情况说明。

9.1.2 变压器应有标明基本技术参数的铭牌标志, 变压器技术参数必须满足装设地点运行工况的要求。

9.1.3 变压器应有明显的接地符号标志, 接地端子应与设备底座可靠连接, 并从底座接地螺栓用两根接地引下线与地网不同点可靠连接。接地螺栓直径应不小于 12mm, 引下线截面应满足安装地点短路电流的要求。

9.1.4 变压器的引线安装, 应保证运行中一次端子承受的机械负载不超过制造厂规定的允许值。

9.1.5 变压器安装位置应在变电站(所)直击雷保护范围之内。

9.1.6 油浸整组变压器安装时在瓦斯继电器侧器身提高 1-1.5 度的倾角。

9.1.7 停运半年及以上的变压器应按有关规定做绝缘、交流耐压、直流电阻试验, 合格后方可投运。

9.1.8 变压器运行电压在 $\pm 5\%$ 之内变动时, 其容量不变。变压器运行电压超过 105% 时, 每超 5%, 其容量降低 5%, 变压器运行电压一般不得超过额定的 105%, 超过时, 由专业人员进行调整。变压器出现三相不平衡时, 任何两相电流之差不得超过额定值的 20%。

9.1.9 变压器正常运行时, 各保护应全部投入, 禁止脱离保护运行。

- a) 变压器保护的运行：
 - 1) 重瓦斯、差动保护不准同时停用。

- 2) 确认保护误动时，可以停用，但需报告主要领导和调度。
- 3) 轻瓦斯动作，对变压器放气、放油时重瓦斯保护连片切除，工作结束时再投保护连片，操作需经主管领导批准。
- 4) 变压器，轻瓦斯连续动作，重瓦斯可能误动时，可以改为信号，但需总工以上主管领导批准。
- b) 运行中的变压器进行下列工作时，重瓦斯保护停用，改为信号。
 - 1) 变压器的呼吸器进行畅通工作或更换硅胶。
 - 2) 变压器取油样、取气及各部位放油、放气工作。
 - 3) 在瓦斯保护及其二次上的工作。

9.1.10 变压器的允许温升（环境温度+40℃）线圈 65℃，铁芯 70℃，上部油温 55℃。

9.1.11 变压器严禁长时间过负荷运行，允许过负荷时间及倍数：1.3/120 分钟，1.6/30 分钟，1.75/15 分钟，

9.1.12 变压器正常巡视的项目和一般要求：

- a) 设备外观完整无损。
- b) 一、二次引线接触良好，接头无过热，各连接引线无发热、变色。
- c) 外绝缘表面清洁、无裂纹及放电现象。
- d) 金属部位无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。
- e) 架构、遮栏、器身外涂漆层清洁、无爆皮掉漆。
- f) 无异常震动、异常声音及异味。
- g) 瓷套、底座、阀门和法兰等部位应无渗漏油现象。
- h) 冷却控制系统正常。
- i) 测温系统正常。
- j) 油色、油位正常。
- k) 防爆膜有无破裂。
- l) 吸湿器硅胶是否受潮变色。
- m) 金属膨胀器膨胀位置指示正常，无渗漏。
- n) 各部位接地可靠。
- o) 瓦斯视窗有无气体。

9.1.13 变压器特殊巡视的项目和要求

大负荷期间用红外测温设备检查变压器内部、引线接头发热情况；大风扬尘、雾天、雨天外绝缘有无闪络；冰雪、冰雹外绝缘有无损伤。

9.1.14 变压器的异常运行：

当发生下列情况之一时，应立即将变压器停用。

- a) 设备漏油，从油位指示器中看不到油位。
- b) 设备内部有放电声响。
- c) 主导流部分接触不良，引起发热变色。
- d) 设备严重放电或瓷质部分有明显裂纹。
- e) 绝缘污秽严重，有污闪可能。
- f) 二次电压异常波动。
- g) 设备的试验、油化验等主要指标超过规定不能继续运行。
- h) 膨胀器永久变形或漏油。
- i) 压力释放装置（防爆片）已冲破。

9.2 变压器的检修

9.2.1 检修的一般规定:

a) 检修的分类:

- 1) 大修:对设备的关键零部件进行全面解体的检查,修理或更换,使之重新恢复到技术标准要求的正常功能。
- 2) 小修:对设备不解体进行的检查与修理。
- 3) 临时性检修:针对设备在运行中突发的故障或缺陷而进行的检查与修理。

b) 检修的依据

应根据设备的状况,运行时间并参照设备安装使用说明书中推荐的实施检修的条件等因素来决定是否应该对变压器进行检修。

- 1) 对于实施状态检修的设备,应根据对设备全面的评估结果来决定对变压器设备进行相应规模的检修工作。
- 2) 对于未实施状态检修的设备,应结合设备的预防性试验进行小修,一般每年一次。5年则应该对其进行大修和以后每间隔10年大修一次。
- 3) 临时性检修:针对运行中发现的危急缺陷,严重缺陷及时进行检修。

9.2.2 检修前的准备工作:

a) 检修前的资料准备:

检修前应收集拟检修变压器的下列资料,对设备的安装情况,运行情况,故障情况,缺陷情况及变压器近期的试验检测等方面情况进行详细,全面的调查分析,以判定变压器的综合状况,为现场具体的检修方案的制订打好基础。

- 1) 设备使用说明书。
- 2) 设备图纸。
- 3) 设备安装记录。
- 4) 设备运行记录。
- 5) 故障情况记录。
- 6) 缺陷情况记录。
- 7) 检测,试验纪录。
- 8) 其它资料。

b) 检修方案的确定

通过对设备资料的分析,评估,制订出变压器的具体的检修方案。检修方案应包含变压器检修的具体内容,标准,工期,流程等。

c) 检修工器具,备件及材料准备

应根据变压器的检修方案及内容,准备必要的检修工器具,试验仪器,备件及材料等。运输起重拆装工具、滤油设备等,并准备各种记录表格和纸张。

d) 检修安全措施的准备:

- 1) 所有进入施工现场工作人员必须严格执行《电业安全工作规程》,明确停电范围,工作内容,停电时间,核实站内所做安全措施是否与工作内容相符。
- 2) 现场如需进行电气焊工作,要开动火工作票,应有专业人员操作,严禁无证人员进行操作,同时要做好防火措施。
- 3) 向设备制造厂人员提供《安规》(变电部分),并让其学习有关部分;应向制造厂人员介绍变电站的接线情况,工作范围,安全措施。

e) 检修人员要求:

- 1) 检修人员必须了解熟悉变压器的结构,并经过专业培训合格。
- 2) 现场解体大修需要时,应有制造厂的专业人员指导。
- 3) 对各检修项目的责任人进行明确分工,使负责人明确各自的职责内容。

f) 检修环境的要求:

变压器的解体检修,对环境的清洁度,湿度的要求十分严格,灰尘,水份的存在都影响变压器的性能,故应加强对现场环境的要求,具体要求如下:

- 1) 大气条件:温度:5℃以上 湿度:<80%(相对)。
- 2) 重要部件分解检修工作尽量在检修间进行。现场应考虑采取防雨,防尘保护。
- 3) 有充足的施工电源和照明措施。
- 4) 有足够宽敞的场地摆放器具,设备和已拆部件。

g) 排油等的处理措施准备

h) 检修前的检查和试验:

为了解变压器检修前的状态以及为检修后试验数据进行比较,在检修前,应对被检变压器进行检查和试验。变压器修前的检查和试验项目应包括:

- 1) 变压器修前的检查项目:
 - 外观检查;
 - 渗漏检查;
 - 瓷套检查。
- 2) 变压器检修前的试验项目:
 - 直流电阻测量;
 - 交流,直流 耐压试验;
 - 绝缘油试验。

9.2.3 小修项目:

- a) 处理已发现的缺陷。
- b) 检修油位计,调整油位。
- c) 检修冷却装置。
- d) 检查安全保护装置。
- e) 检修测温装置。
- f) 检查接地系统。
- g) 检修全部阀门和塞子,检查全部密封状态,处理渗漏油。
- h) 清扫油箱和附件,必要时进行补漆。
- i) 清扫外绝缘和检查导电接头(包括套管将军帽)。
- j) 按有关规程规定进行测量和试验。

9.2.4 大修项目:

- a) 吊开钟罩检修器身,或吊出器身检修。
- b) 绕组、引线及磁(电)屏蔽装置的检修。
- c) 铁芯,铁芯紧固件、压钉及接地片的检修。
- d) 油箱及附件的检修,包括套管、吸湿器等。
- e) 冷却器、风扇及管道等附属设备的检修。
- f) 安全保护装置的检修。
- g) 测温装置的校验。
- h) 全部密封胶垫的更换和组件试漏。
- i) 必要时对器身绝缘进行干燥处理。
- j) 变压器油的处理或换油。
- k) 清扫油箱并进行喷涂油漆。
- l) 大修的试验和试运行。

9.2.5 变压器检修工艺及质量要求

- a) 变压器器身检修前的作业项目：
 - 1) 清理现场，拆除妨碍施工的母线及某些架构、装设安全围栏，备齐消防及急救防雨防风砂器材，装设检修电源及照明设施。
 - 2) 工具器材运输及安装。
 - 3) 检修前测一次直流电阻、介质损耗值、绝缘电阻及作油样试验。
 - 4) 排油：必要时滤油或准备好合格油。
 - 5) 拆除保护测量、信号等二次回路的连线和接地线。
 - 6) 拆除及检修清扫冷却装置，如风扇电机等。
 - 7) 拆除及检修吸湿器、净油器、继电器、温度计、蝴蝶阀等，并对继电器进行试验。
 - 8) 拆除及检修套管，分接开关操作机构，并对套管进行试验。
 - 9) 确认器身检修的条件具备时，即可拆除油箱的螺栓，检查并证实油箱与器身完全脱离后方可吊出器身，进行器身检修。
- b) 待修变压器的外部检查：
 - 1) 检查套管是否有破裂情况，套管引线螺丝是否完好。
 - 2) 检查油位计是否标示清楚，是否堵塞、损坏情况。
 - 3) 检查呼吸器是否堵塞，防潮剂是否饱和。
 - 4) 检查变压器盖子、油枕、法兰、吊环、油箱焊缝等处是否渗漏油及有无进水痕迹。
 - 5) 检查各阀门、防爆管、继电器、散热器等是否完好。

9.2.6 变压器的拆卸和吊芯工作及质量标准：

- a) 变压器拆卸前应将油从放油阀放出一部分，以免吊芯时溢出变压器油。在放油的同时，要注意油标、油枕与油箱是否畅通。
- b) 起吊工作应平吊、平起，注意观察吊芯螺杆紧固情况，在芯子吊出油面以后，要停留 10-15min，使芯子上的油淋入油箱，然后放置油盘中。
- c) 吊芯中要避免碰坏各个部件和绕组。吊出芯子应对绕组、铁芯、分接开关、引线及各个零件螺丝进行详细检查。
- d) 套管拆卸：在拆卸变压器套管时，不应有碰破及碰裂情况，应从斜的方向吊出，不可使之受任何机械应力。
- e) 拆卸上盖吊出铁芯：
 - 1) 应在干燥天进行。
 - 2) 不应使铁芯绕组受潮。
 - 3) 在湿度不超过 85%的空气中吊芯时间不应超过 16h，在阴天、雨天不进行吊芯检查。
- f) 拆卸矽钢片：
 - 1) 矽钢片不断裂。
 - 2) 不能擦破绝缘漆。
- g) 拆卸绕组的绝缘部件：
 - 1) 不应使其绝缘有破裂情况。
 - 2) 各部件应放在固定的地方，以防止意外的破裂损坏。
 - 3) 拆卸绝缘零件时工具要仔细检查，应保证牢靠。
- h) 吊绕组：在拆绕组时，不允许碰伤任何绝缘部件。

9.2.7 油箱的检查及质量标准。

- a) 油箱或箱盖的焊缝处若有漏油时，应进行处理补焊。在补焊时应根据具体情况，

将套管拆下，以免损坏。

- b) 箱盖不平用螺丝纠正达不到目的时，可以把器身拆下来，去掉上面的全部零件，放在平板上压平。
- c) 用抹布擦洗箱和盖，除去油泥和油污并清理箱底。注意清抹应用白布，不可使用棉纱和易脱毛的刷子。外部漏油过脏时，可放入碱池中浸泡、刷洗，清水冲净后及时刷防锈油漆。
- d) 采用耐油胶条密封时，要用斜口对接，坡口长度应不小于胶条直径的 5 倍，压缩率为 30%。
- e) 变压器的油箱、上盖、油枕、安全气道，散热器等更换或重新制作时，内部均应涂清漆。
- f) 更换箱盖时，吊环应焊在外表并不得在箱盖上穿孔焊装。旧盖上的吊环、吊杆在检修时均应焊死，以免渗油。
- g) 变压器的油箱、油枕和顶盖质量标准：
 - 1) 油箱、油枕和顶盖不得有油泥和脏物。
 - 2) 油枕与油箱连通管应畅通并高出油枕底部 30mm。
 - 3) 不应有砂眼、裂缝和焊口不良等缺陷，应保证不渗油、渗水。
 - 4) 外部喷漆不得有疙瘩、眼泪等现象，应平、光、匀。
 - 5) 外壳接地螺丝完整、牢固。
 - 6) 油枕旁有集污管或放污螺丝，应装在油枕最底部，应装防潮呼吸装置。
 - 7) 顶盖边沿不得有弯曲、不平情况。
 - 8) 密封应选用合格的耐油胶垫和胶绳。
 - 9) 吊环、吊耳等零件必须齐全。
 - 10) 油箱的渗漏油试验。

9.2.8 套管的检修及质量标准：

- a) 导电杆上部的压帽焊接不良时，应将套管拆下，将螺杆抽出套管，用铜焊接。套管固定密封，应采用质量合格的耐油胶垫。
- b) 胶合法兰或套管上发现有裂纹，以及渗漏油时，应用大小合适的钎子剔除胶合剂，套管和法兰一定要擦净再进行胶合。
- c) 套管内的引线有拆断和穿心螺杆烧坏或滑牙时，应进行更换，材料采用黄铜棒制作。
- d) 上套管时，整个螺丝的松紧要一致，对正上扣使用的扳手要适当，用力适宜，防止紧坏套管。
- e) 套管的质量标准：
 - 1) 套管内部应干净，无油泥脏物，应光滑清洁。
 - 2) 套管与法兰盘处密封严密，无渗油、漏油及套管歪曲等情况。
 - 3) 浇灌物如变质，应彻底除掉重新更换。
 - 4) 套管不应有裂纹及破坏现象。
 - 5) 套管的封口垫的大小，要与套管外围直径相同。
 - 6) 套管丝杆要在套管中心轴线上，不准歪曲拆断。
- f) 套管检修工艺及质量标准：
 - 1) 瓷套有无损坏，瓷套应保持清洁，无放电痕迹，无裂纹，裙边无破损；套管解体时应依次对角松动法兰螺栓，防止松动法兰时受力不均损坏套管。
 - 2) 拆瓷套前应先轻轻晃动，使法兰与密封胶垫间产生缝隙后再拆下瓷套，防止瓷套碎裂。

- 3) 拆电杆和法兰螺栓前,应防止导电杆摇晃损坏瓷套,拆下的螺栓应进行清洗,丝扣损坏的应进行更换或修整,螺栓和垫圈的数量要补齐,不可丢失。
 - 4) 擦除绝缘筒(包括带覆盖层的导电杆)油垢,绝缘筒及在导电杆表面的覆盖层应妥善保管。
 - 5) 瓷套内部应用白布擦试;在瓷套管外侧根部根据情况喷涂半导体漆,瓷套内部清洁,无油垢,半导体漆喷涂均匀。
 - 6) 新胶垫位置要放正,胶垫压缩均匀,密封良好。
 - 7) 套管垂直放置于套管架上,组装时与拆卸顺序相反,注意绝缘筒与导电杆相互之间的位置,中间应有固定圈防止窜动,导电杆应处于瓷套的中心位置。
- g) 充油套管检修工艺及质量标准:
- 1) 更换套管油:
 - 放出套管中的油;
 - 用热油(60-70℃)循环冲洗三次,将残油及其它杂质冲出;
 - 注入合格的变压器油,油的质量应符合 GB2536-90 的标准规定。
 - 2) 套管解体:
 - 放出内部的油;
 - 拆卸上部接线端子,妥善保管,防止丢失;
 - 拆卸油位计上部压盖螺栓,取下油位计,拆卸时防止玻璃油位计破裂;
 - 拆卸上瓷套与法兰连接螺栓,轻轻晃动后,取下上瓷套,注意不要碰坏瓷套;
 - 取出内部绝缘筒,垂直放置,不得压坏或变形;
 - 拆卸下瓷套与导电杆连接螺栓,取下导电杆和下瓷套,防止导电杆在分解时晃动,损坏瓷套。
 - 3) 检修与清扫:
 - 所有卸下的零部件应妥善保管,组装前应擦拭干净,防止受潮;
 - 绝缘筒应擦拭干净,如绝缘不良,可在 70-80℃ 的温度下干燥 24-48h;
 - 检查瓷套内外表面并清扫干净,检查铁瓷结合处水泥填料有无脱落;
 - 为防止油劣化,在玻璃油位计外表涂刷银粉,涂刷均匀,并沿纵向留一条 30mm 宽的透明带,以监视油位;
 - 更换各部法兰胶垫,胶垫压缩均匀,各部密封良好。
 - 4) 套管组装:
 - 组装与解体顺序相反;
 - 组装后注入合格的变压器油;
 - 进行绝缘试验,按电力设备预防性试验标准进行。

h) 油纸电容型套管的检修。

电容芯轻微受潮时,可用热油循环,将送油管接到套管的顶部油孔上,回油管接到套管尾端的油孔上,通过不高于 80℃ 的热油循环,使套管的 $\text{tg } \delta$ 值达到正常数值为止。

变压器在大修过程中,油纸电容型套管一般不作解体检修,只有在套管 $\text{tg } \delta$ 不合格,需要进行干燥或套管本身存在严重缺陷,不解体无法消除时,才分解检修。

9.2.9 分接开关和引线的检修及质量标准:

a) 分接开关和引线的检修:

- 1) 分接开关向外渗油,若是由于盘根引起,可将破损或腐蚀的衬垫更换新品,

若是转动处向外漏油，可根据情况进行处理，渗油可用特型的耐油胶圈或石棉绳涂黄油用螺丝帽压紧，漏油间隙大时，可更换新品。

- 2) 分接开关绝缘部分受潮后，必须取下进行烘干。在取出开关时可将盘根固定螺丝筒进行处理，在取出分接开关时，必须在引线的接线轴上加装编号并记好方向，防止组装时造成错误。
 - 3) 固定触点的绝缘圆盘，必要时应进行试验，两触点或触点对地之间的交流耐压值应满足技术要求，若绝缘表面及芯内有击穿和烧破的地方必须全部更换新品。
 - 4) 消除分接开关上的脏物和油泥，用抹布揩拭干净。开关触点不光滑及烧焦时，用细砂布砂光。活动接触的压紧弹簧失效时，可以调整或更换。若触点有严重烧伤和接触不良时，应更换新的。
 - 5) 高低压引线有断裂和烧熔时，应检查是否因相间或线对地距离不够所引起，根据情况加强绝缘和调整引线。对于已断和烧熔的引线，应将断处的绝缘去掉，用砂布砂光后焊接新的引线。
 - 6) 引线应用经过处理干燥过的木夹夹牢，并排列整齐，木夹件上各螺丝应上紧。
 - 7) 检查引线的固定螺丝和切换开关的固定部分，必须牢固，不能有松动现象。检查应用适当的扳手。
 - 8) 在工作时所拆下的螺丝、零件必须统一放在木箱内，以免丢失。
- b) 变压器分接开关的质量标准：
- 1) 切换器本身的螺丝应紧固，各部件应清洁干净。
 - 2) 短路触点（即动触点）端子板及切换器环等的接触面，应无焊接及熔化现象，弹力充足。
 - 3) 所有机械部分及轮销子和支持物等均应完好，无磨损及短少的现象。
 - 4) 动触点及固定触点均应清洁，接触良好，动触头的弹簧应完整无缺，位置正确，弹力充足。
 - 5) 转动轴应灵活，与上盖连接应严密，不得漏油。
 - 6) 接触器静触点间应绝缘良好，不应有烧坏及击穿现象。
 - 7) 用 1000V 摇表测得静触点间绝缘电阻：G-10KV：100M Ω 以上；35KV 以上：2000M Ω 以上。
 - 8) 转动触点，使指示确实与要求一致，与指针位置相同，触点不超过预定的范围。

9.2.10 变压器器身的检查

- a) 用抹布清除铁芯和绕组上的油垢和油泥，并用清洁的油冲洗绕组内部两次，直到油垢和油泥清除为止。
- b) 用摇表试验铁芯接地是否良好，若无接地片时，可增添一块接地铜片，且只允许有一点接地。
- c) 用摇表测量穿心螺丝的绝缘电阻，若绝缘电阻性能不好，必须重新更换穿心螺丝的绝缘物。更换时可将螺丝帽卸下，取出螺杆，重新用清洁纸、白布带、黄蜡绸带等包扎好，涂漆烘干后，再用夹铁夹紧。其绝缘电阻值最低不少于 2M Ω 。
- d) 检查器身上所有夹件的固定螺丝是否缺少，是否上紧，松动时，应选择适当的扳手将其上紧。缺少时必须配齐，并彻底对器身各个部分详细检查。
- e) 绕组两端的木垫和绝缘是否完全紧固，是否有移位变形及烧坏痕迹。不合格和不完整的必须更换补齐。对于不紧的部分，必须拧动夹紧螺丝的上下螺帽进行压紧。
- f) 绕组的平尾垫和撑条，若有不正和脱落的地方，必须调整和装上。对于坏的必须

更换、缺少的应加上新的，对未压紧的平尾垫可用扳手拧动夹紧螺丝的上下帽来完成。

g) 检查绕组绝缘外部状态，如发现匝间，层间有烧坏和损伤时，应进行重绕工作，如发现有电动力的作用，绕组发生位移和变形时，应进行校正措施。

h) 对于未曾损伤和烧坏的变压器，应根据绕组的颜色弹性，脆性和机械强度等劣化情况，评绝缘等级。

i) 用摇表测高压对地，高压对低压，低压对地的绝缘电阻，如果不合格，应进行烘干。

9.2.11 变压器器身的分解及绕组和铁芯质量标准：

a) 变压器器身分解之前，应首先根据技术检查情况和绕组铁芯的外部情况来确定故障点，对于没有明显故障点的变压器，应作以下试验：

- 1) 做匝间绝缘试验，判明匝间无短路现象。
- 2) 做零至额定电压的空载试验，判断磁路有无毛病。
- 3) 故障点查明后将相间引线焊的地点烧断或锯断或卡断并将其接线方法记录下来。

b) 铁芯的分解应按下列步骤进行：

- 1) 取出上轭铁的压紧螺丝。
- 2) 用扳手松开轭铁的穿心螺丝或夹紧螺丝。
- 3) 轭铁的上部用漆涂上記号，以免在组装时错乱；
- 4) 按次序一片一片的拆下轭铁的矽钢片，拆时应注意不能将矽钢片的漆层碰坏。将拆下的矽钢片按级排列整齐并用红漆写上字，各组分别绑扎，
放在 清洁干燥的地方。
- 5) 分解器身时，所拆下附属零件如螺丝、螺栓，各夹件应集中存放，以免丢失。
- 6) 检查矽钢片有无绝缘脱落，碾成粉末或多处断裂，绝缘炭化、变色，如有以上情况，应先用刀子将上面刮净，然后重新涂上矽钢片漆。
- 7) 拆下的零件、铁芯和完好的绕组应用绝缘油加以清洗。

c) 绕组的取出应按下列程序进行：

- 1) 先将铁芯柱包扎好，取出油道条最后取出绕组。
- 2) 两个人起绕组时应以均匀的速度起来，平放在指定的位置，在取绕组时，一定要注意不碰坏绕组。

d) 在拆绕组时，一定要作如下记录：

- 1) 绕组各相间的距离及遮板厚度。
- 2) 绕组对上下轭铁的距离及所垫绝缘物及其厚度。
- 3) 使用线号。
- 4) 总匝数及抽头匝数。
- 5) 层间绝缘及高低压之间绝缘。
- 6) 油道位置及尺寸。；
- 7) 端绝缘尺寸。
- 8) 绕组高度，内径及外径尺寸。
- 9) 绕组绕向。
- 10) 非正式（规）厂制造的变压器，若发现铁芯质量不好，磁缝大、绕组绝缘老化，运行中过热应作空损试验，适当增加匝数，降低损耗或作降容处理。

9.2.12 变压器吊芯检查施工技术措施和安全措施

a) 技术措施：

- 1) 起吊用钢丝绳应无损伤断股、扭筋、质量良好。

2) 试吊时将钟罩吊起约 100mm 时, 停止 10min, 进行受力部件检查, 然后放下, 以便找正中心, 然后方能缓慢起吊, 并防止碰伤绕组或夹件。

3) 绕组检查项目:

- 检查绕组围屏是否清洁、受潮, 有无树枝状放电, 有无裂纹、臃肿及剥层现象, 围屏不能拆开;

- 检查绕组上压环紧固情况, 检查周围螺栓是否均匀压紧, 并适当紧固。

4) 铁芯部分检查:

- 检查铁芯是否清洁, 有无铁杂质, 有无伤损现象, 油道有无堵塞;

- 检查矽钢片的紧密程度, 并用专用工具紧固各部螺丝;

- 测量穿芯螺栓的绝缘电阻, 铁芯不应有形成闭合回路的两点或两个以上的接地点;

- 检查铁芯接地片有无烧伤断裂痕迹, 连接是否可靠;

- 检查铁芯固定螺丝在运输中是否有松动, 并应紧固。

5) 分接开关的检查:

- 检查分接开关接触是否良好, 弹力是否充足, 接触位置是否正确, 镀层是否完整, 有无过热现象;

- 用 0.05mm 塞尺测试接触情况;

- 检查各部接线的焊接质量和绝缘情况;

- 检查绝缘板及木架有无变形, 表面是否清洁, 有无受潮现象;

- 检查接头是否牢固, 测定接触电阻是否符合要求;

- 检查机械部分, 操作手柄是否完整, 有无变形, 操作是否灵活, 内部位置是否与手柄上位置一致;

- 吊芯试验项目: 测量铁芯对地绝缘电阻 (穿钉及铁轭绝缘); 测量绕组的绝缘电阻; 测量绕组各档的直流电阻 (根据当天时间现场确定)。

- 全部器身检查情况应由专人做好记录, 并测量各部尺寸, 作为资料保存起来。

- 吊罩检查结束, 交验收组验收合格, 用合格变压器油冲洗, 将底部油箱清理干净, 方可回装钟罩。

绝

b) 安全措施:

1) 整个吊芯工作由专人统一指挥。

2) 吊芯工作区周围设围栏, 无关人员不得入内。

3) 吊芯现场应清洁, 并备用防雨设备。

4) 吊芯应在无风晴朗天气进行。

5) 现场严禁吸烟, 并备有足够的防火器材。

6) 芯子暴露在空气中的时间不应超过以下规定: 1 空气相对湿度不超过 65% 时为 16h; 2 空气相对湿度不超过 75% 时为 12h; 3 时间计算以放油开始到开始为止。

加油

7) 参加检查芯子的人员应穿不带扣子衣服, 不准携带硬钱币等杂物, 防止落入变压器内。

8) 检查芯子时, 一定用木梯, 不允许将梯子靠在绕组或引线上, 更不允许踏在绕组或引线上。

9) 起吊前, 箱体四周应设专人监护, 并在四周设拉绳防止钟罩在起吊过程中摆动。

10) 起吊前, 指挥人应向吊车司机交底, 并规定好联络指挥手势, 全体工作人

员听从一人指挥。

- 11) 起吊时，吊绳要找好中心，防止钟罩偏斜，起吊高 100mm 时暂停起吊，检查吊绳是否吊偏，再放下找正中心后再次起吊，起吊要缓慢进行，防止碰伤绕组。
- 12) 器身检查后，应用清洁变压器油冲洗，并检查器身上无遗留杂物。
- 13) 工作中所有使用工具应有专人保管，并事先登记，工作结束后，工具保管人员应先清点工具无误后方可回装钟罩，防止工具遗留在变压器内部，工作中使用的工具应用带子系好，防止落入变压器绕组内部。
- 14) 钟罩回装前，应经验收组验收同意后方可进行回装。
- 15) 发现缺陷应立即报告工作负责人，不得私自处理。
- 16) 起吊臂下严禁站人或通行。
- 17) 钟罩回装后，周围螺丝应由专人均匀紧固，防止部分螺丝过紧。

9.2.13 变压器吊芯后回装投运及投运前的检查项目：

a) 装配前的检查：

- 1) 器身检修及与之配合测试项目全部完毕。
- 2) 所需测绘的内容已记载完毕。
- 3) 器身及油箱内部各部分已清扫完毕。
- 4) 箱沿耐油橡胶条已备妥，对钟罩式油箱在回装前须先将橡胶条套上。
- 5) 各套管引线电缆，特别是钟罩式油箱的套管引线电缆均已做好穿缆的准备。
- 6) 各处接线、接地片全部恢复接地。
- 7) 分接开关已全部旋至额定分接位置。
- 8) 箱底排油塞及油样阀门的密封状况已检查处理完毕。
- 9) 器身检查中所用工具器材已清点完毕。
- 10) 回装前经检查并由专人复查，确证箱内和器身上无异物后，方可回装。

b) 器身回装：

- 1) 器身入壳，密封油箱。
- 2) 安装分接开关，并转动分接开关手柄检查是否已插入轴内（指无载调压分接开关）。
- 3) 安装放油阀。
- 4) 安装净油器并装填吸附剂，安装散热器或冷却器，如净油和散热器来不及修复，或影响箱壁涂漆时，可推迟到油箱密封试验和涂漆完毕后再装。
- 5) 冲洗器身和注油至浸没上铁轭为止。
- 6) 取油样进行试验不合格时立即过滤。

c) 变压器总装：

在总装前应以油箱单独进行密封试验和外观检查，并清洗涂漆。然后装上套管，储油柜及安全气道等，以便进行电气试验。

总装程序：

- 1) 放掉油箱内一部分油，至上部蝶阀以下为止。
- 2) 装上套管。
- 3) 查对散热器或冷却器的编号，先装上储油柜下面的散热器（或冷却器）和净油器。
- 4) 装上储油柜、气体继电器、安全气道及连气管路。
- 5) 再装上全部散热器或冷却器、净油器。
- 6) 注油。注油时先打开散热器或冷却器下部的蝶阀，同时充油。

- 7) 注油满后, 轻轻旋开散热器上部的放气塞排除残存的气体, 待油冒出时立即旋紧, 然后打开上部。
 - 8) 按规定程序开启净油器蝶阀充油, 并利用顶部塞子放气。
 - 9) 变压器在基础上就位后, 应将储油柜侧垫高, 使箱顶有 1-1.5% 的坡度。
 - 10) 固定滚轮, 装设防震装置。
 - 11) 连接接地装置。
 - 12) 安装风扇电机及其连接线。
 - 13) 安装温度计, 吸湿器等附件。
 - 14) 连接测温装置, 保护装置及套管型电流互感器的连接线。
 - 15) 对外表污损处清洗补漆。
- d) 大修后的试验:
- 1) 测量绕组的绝缘电阻和吸收比或极化指数。
 - 2) 测量绕组连同套管的泄漏电流。
 - 3) 测量绕组连同套管一起的 $\text{tg } \delta$ 。
 - 4) 冷却装置的检查 and 试验。
 - 5) 本体, 有载分接开关和套管中的变压器油试验。
 - 6) 测量绕组连同套管一起的直流电阻 (所有分接位置上) 对多支路引出的低压绕组应测量各支路的直流电阻。
 - 7) 检查有载调压装置的动作情况及顺序。
 - 8) 测量铁芯 (夹件) 引外对地绝缘电阻。
 - 9) 总装后对变压器油箱和冷却器作整体密封油压试验。
 - 10) 绕组连同套管一起的交流耐压试验。
 - 11) 测量绕组所有分变压比及连接组别。
 - 12) 检查相位。
 - 13) 必要时进行变压器的空载特性试验。
 - 14) 必要时进行变压器的短路特性试验。
 - 15) 额定电压下的冲击合闸。
 - 16) 试验运行前后变压器油的色谱分析。

9.2.14 变压器检修后投入运行前的检查项目:

- a) 各部位是否渗漏、各项电气试验是否合格。
- b) 储油柜油面是否正常。
- c) 安全气道玻璃膜是否完好。
- d) 气体继电器油面是否正常。
- e) 所有温度计的读数是否正确一致。
- f) 各相分接开关指示位置是否一致并已固定。
- g) 各处蝶阀是否开启。
- h) 风扇电机旋转方向是否正确, 有无碰撞和振动。
- i) 信号温度计的触点是否分别调到 45、55℃ 以上。
- j) 油箱接地电阻是否合格。
- k) 各组件有无损伤。
- l) 相色标志、铭牌是否齐全正确。
- m) 在投运前于各组件顶部再排一次残余气体。

9.2.15 大修竣工后应收集保存的资料:

- a) 施工记载、职责记录、拆卸记录及现场测绘记录。

- b) 检修前后的电气试验报告, 器身检查报告和油试验报告。
- c) 其它有关图纸资料、干燥、验收记录等。

9.2.16 检修记录及总结报告

- a) 设备检修前的状况。
- b) 检修的工程组织。
- c) 检修项目及检修方案。
- d) 检修质量情况。
- e) 检修过程中发现的缺陷, 处理情况及遗留问题。
- f) 检修前, 后的试验和调整记录。
- g) 应总结的经验, 教训。

9.2.17 检修后变压器的投运:

- a) 对所有紧固件进行紧固。
- b) 接好变压器引线, 接线端子及导线对变压器不应产生附加拉伸和弯曲应力。
- c) 金属件外表面除锈, 着漆。
- d) 清理现场, 清点工具。
- e) 整体清扫工作现场。
- f) 安全检查. 恢复安全设施。
- g) 投运。

10 厂用电和直流系统的运行与检修

10.1 厂用电和直流系统的运行

10.1.1 对运用中厂用电和直流系统应建立原始档案和运行档案。

- a) 原始档案:
 - 1) 设计图纸。
 - 2) 设备选型及相关文件。
 - 3) 产品合格证。
 - 4) 说明书。
 - 5) 出厂试验报告。
 - 6) 安装调试记录。
 - 7) 安装试验记录。
 - 8) 交接试验报告
- b) 运行档案:
 - 1) 设备铭牌参数。
 - 2) 设备修试、定检周期表。
 - 3) 设备大修改造报告。
 - 4) 厂用变试验报告。
 - 5) 厂用变开关修试、定检报告。
 - 7) 继电保护检验, 调整记录。
 - 8) 缺陷记录。
 - 9) 设备分级, 分类运行方案。
 - 10) 厂用电和直流系统图纸。

10.1.2 厂用电和直流系统的设备应有标明基本技术参数的铭牌标志, 技术参数必须满足装设地点运行工况的要求。

- a) 使用环境应满足设计的要求。

- b) 使用的电压等级应满足设计要求。
- c) 使用的设备容量应当满足设计的要求。
- d) 端子的引线连接应满足最大容量和机械力的要求。

10.1.3 厂用电和直流系统应有明显的接地符号标志, 接地端子应与设备底座可靠连接, 接地螺栓直径应不小于 12mm, 引下线截面应满足安装地点短路电流的要求。

10.1.4 厂用电和直流设备及各负载支路应有运行编号和名称。

10.1.5 厂用电应设电源保护, 母线保护, 接地保护, 电动机负荷保护。

10.1.6 厂用电和直流系统应对负荷实施分类管理:

- a) 厂用电和直流系统的分类:
 - 1) I 类不间断或只允许瞬时中断的。
 - 2) II 类可中断几十分钟的。
 - 3) III 类不直接影响运行的。
- b) I 类负荷应配备可靠的备用电源, 保证计算机和自动装置等不间断运行。
- c) II 类负荷应配备两个独立的电源。

10.1.7 直流系统应设电源保护, 支路负荷保护和绝缘监察功能。

10.1.8 直流系统的电压偏差不得超过额定值的 5%, 最高不超 10%。

10.1.9 厂用电的选择应满足最大计算负荷, 并有一定的裕度. 最大一台电机启动时母线电压降不低于 8%, 电动机端电压不低于 70%。

10.1.10 厂用电和直流系统操作注意事项:

- a) 操作必须配用合格的绝缘工具, 并具备防止人身伤害的措施。
- b) 操作隔离开关前, 先注意检查断路器在“分”闸位置后才能操作隔离开关。
- c) 双电源隔离开关的切换必须先拉开工作的电源再合上另一路电源, 防止两路电源并列。
- d) 合闸操作必须迅速而果断, 但在合闸终了时用力不可过猛, 以免损坏设备, 危及人身安全。
- e) 隔离开关合闸操作完毕后, 应检查是否合闸到位, 并检查接触的严密性。
- f) 拉开隔离开关后, 应检查隔离开关每相确实已在断开位置并应使刀片尽量拉到头。
- g) 操作中误合隔离开关时, 既使合错, 甚至在合闸中发生电弧, 也不准将隔离开关再拉开。
- h) 直流系统各负荷保险容量的选择, 应严格按照规定的技术定值合理配用, 不得任意改变。
- i) 蓄电池不可长时间大电流输出, 厂用电全部中断时, 须切除部分直流照明负荷。

10.1.11 厂用电和直流系统巡视检查项目:

- a) 厂用电的巡视检查:
 - 1) 导电连接端子和动静触头是否发热变色。
 - 2) 绝缘子有无闪络或裂纹。
 - 3) 连接紧固螺栓有无紧固松动或螺栓断裂。
 - 4) 各开关刀闸动静触头合入是否到位。
 - 5) 机构操作机构是否可靠锁定。
 - 6) 接地连接有无变动。
 - 7) 信号, 位置, 表计指示是否正确。
 - 8) 厂用变声音, 温度无异常; 油浸变压器应检查油色, 油位无异常。
- b) 直流系统巡视检查:
 - 1) 蓄电池外部清洁无破裂及溢酸现象。

- 2) 连线完好,无严重腐蚀硫化现象。
- 3) 室温在 10~25° C 之间。
- 4) 信号,位置,表计指示是否正确。
- 5) 目前大多数电厂、电站采用的是铅酸电池,直流系统控制、操作大多数为直流 220V,还有 48V。
- 6) 检修人员每月要对蓄电池单只和整组进行测量,正常电压应在 215-235 之间。
- 7) 每年要对蓄电池进行充电、放电,对连接板、引线进行紧固。

10.1.12 直流接地处理:

- a) 用切换开关测两极对地电压,若偏差不大,即为非金属性接地或保护误动,可继续运行,待检修作直流部分清扫。
- b) 若一极对地为零,另一极对地为全电压,即金属性接地,应立即进行检查,按下列顺序进行:
 - 1) 检修作业部分。
 - 2) 接近水源,油源的电磁阀。
 - 3) 户外恶劣天气影响部分。
 - 4) 因操作振动冲击受影响部分。
- c) 如无明显故障点,应按下列顺序进行选测:先户外,后户内,先信号,照明后开关合闸电源,最后控制,保护母线。
- d) 不得长时间拉开正常运行的直流电源,发生接地的电源,该设备退出运行后方可拉开。

10.2 厂用电系统的检修

厂用电的高压设备依本章的高压断路器,隔离开关,变压器的相关检修规范检修.本部分重点低压断路器,低压刀闸,交流接触器及直流设备的检修规范。

厂用电统每年应配合预防性试验进行检修,每半年进行一次小修。

10.2.1 小修的主要项目:

- a) 清扫厂用电和直流设备及盘内外的灰尘。
- b) 紧固各引线的端子。
- c) 测量各回路和负荷设备的绝缘。
- d) 检查各开关触头有无烧损及接触不良。

9.2.2 预防性试验主要项目:

- a) 各继电器校验,触头修整及定值,达到技术要求。
- b) 各回路和负荷设备的绝缘测量,达到技术要求。
- c) 各回路和负荷设备的直流电阻测量,达到技术要求。
- d) 联动试验满足要求,动作正常。

10.2.3 低压断路器,低压刀闸,交流接触器的检修

小型水电站多采用低压断路器,为发电机并网的主要设备。

- a) 低压电器(断路器、隔离刀闸)的选择:
 - 1) 用于发电机并网输出的断路器刀闸,应大于发电机额定电流的 1.5 至 2 倍。
 - 2) 选用断路器操作型式应为电磁电动。
 - 3) 应有过流和低电压保护。
 - 4) 为防止手动操作,安装试验后,应拆出手动合闸把手,非检修试验,不可手动操作。
 - 5) 因保护运行跳闸的断路器应进行一次检查修正烧损面,必要时更换动静触头。
 - 6) 每 1 年要进行一次检修。

- b) 隔离刀闸检修:
 - 1) 修整动静刀片, 调整夹片的夹力。
 - 2) 拆解连接引线, 清除连接的氧化部位, 恢复连接, 紧固螺栓。
 - 3) 调整拉杆行程, 保证合闸刀片合入深度到位, 拉开行程到位。
 - 4) 调整刀闸操作手柄的分、合闸锁定螺丝。保证分合闸的位置锁定。

10.2.4 以上的检修工作都必须执行《电业安全工作规程》, 做到有组织, 有计划, 有安全技术措施, 方可以进行检修作业, 工作结束编制总结报告。

11 水电站微机监控系统运行与检修

11.1 电源

11.1.1 监控微机应具有不间断电源, 要首选双路的逆变电源, 或 UPS 电源。

11.1.2 电源插座不得用于其它生产或非生产性使用 (如: 加热, 充电, 临时照明等)。

11.1.3 如设备检修等原因可能使微机电源中断时, 应做好电源保证措施, 否则不得办理工作票。

11.1.4 运行人员交接班时须检查微机 UPS 指示是否正常。

11.1.5 事故时须先保证微机电源的正常运行。

11.2 操作

11.2.1 微机监控后台操作由经值班负责人批准且有操作资格的人员执行, 其他人员禁止操作。

11.2.2 机组开、停机操作

- a) 开机:
 - 1) 得到值班长令后, 检查开机条件具备, 按开机按钮。
 - 2) 监视自动开机流程, 冷却水动作正确等。
 - 3) 监视导叶、开度及动作正确, 监视转速, 至 95%时灭磁开关合闸, 启励建压正常, 频率与系统相同, 并网后带负荷。
- b) 停机:
 - 1) 得到值班长令后, 减有功、无功负荷至跳闸整定值。
 - 2) 按下停机按钮, 监视出口开关跳闸, 导叶全关、动作正确, 监视励磁装置灭磁动作正确, 监视制动装置动作正确, 停机完成后, 监视冷却水复归。
 - 3) 微机系统全自动开机: 开机条件具备, 后台输入密码点开机, 机组自动开启、自动启励建压、自动并网, 并网后设置所需有功、无功负荷, 机组自动调整负荷。
 - 4) 微机系统全自动停机: 得到值班长令, 后台微机输入密码点停机, 机组自动减有功、减无功, 减至跳闸整定值, 机组自动跳断路器、自动停机。

11.3 出力调整

11.3.1 按上级调度部门调整通知, 应密切监视有功、无功变化情况, 出现异常情况须及时进行处理, 并通知调度。

11.3.2 机组负荷调整

高度机组正常运行时要按照电调、水清调度调整负荷。

11.4 信测

11.4.1 交接班时须核对微机信测部分是否与模拟屏及相关表计相符, 不符者须查找原因, 必要时通知检修处理。

11.4.2 巡视后须对微机表计数据进行核对, 对开关、刀闸信号指示进行核对, 操作完后也须核对。

11.4.3 各报警信号出现后, 须及时记录, 复归信号须得到值班负责人的许可。

11.4.4 事故时须及时记录,避免因事故处理中信号变化产生记录混乱。

10.4.5 查阅历史记录:打开历史曲线,确定时间范围进行查阅,值班人员不得对历史记录进行删除。

11.5 设备监视与维护

11.5.1 巡视检查:

- a) 上、下位机指示一致正确。
- b) 面板无模糊、变色及不停闪动。
- c) 无死机现象发生。
- d) 电池无报警时间显示正确。
- e) 无焦糊味及烟火。
- f) 声音正常。
- g) 各微机监控屏各运行指示灯正常,无死机。

11.5.2 故障处理

a) 死机:

上位机死机应及时处理,可以关机重起,不正常时,运行人员不得进行安装、杀毒、程序检查等处理工作。

b) 数据错乱:

发现数据错乱及时通知微机管理人员处理 检查接口是否松动脱落,检查下位机工作是否正常。检修注意事项:

- 1) 微机检修时必须由微机管理人员进行操作维护。
- 2) 未经管理人员同意不得随意切断电源。
- 3) 用手触及芯片前须对地放电,防止静电击坏芯
- 4) 微机管理人员应定期对上位机参数和历史数据备份。

12 水工机械设备运行与检修

12.1 进口工作门运行

12.1.1 进口工作门启、闭必须由厂、站领导批准,并办理工作票后方可进行。

12.1.2 闸门运行操作不得少于3人。

12.1.3 关闭进口门操作:

a) 工作人员在接到关闭进口闸门的命令之后,携带所用工具、运行纪录等到指定的工作闸室做好操作准备。

b) 在操作之前应做好下列检查:

- 1) 检查三相电源及控制电路情况。
- 2) 检查变速箱油位。
- 3) 检查开式齿轮及闸门槽附近有无杂物。

c) 检查完毕后再次与有关人员联系,取得允许后方可操作。

d) 落门时由1人负责指挥,1人操作,其他人检查设备运行状态,先提起少许,确认制动良好。

e) 闸门在下落的过程中,工作人员应注意启闭机的运行情况,认真倾听电机及启闭机的运行声响,发现异音或钢丝绳有松动的地方,应立刻停车检查。

f) 在启闭机运行过程中,工作人员应离开限速器两侧,以防发生危险。

g) 在启闭机运行过程当中,禁止给各转动部分加油。

h) 闸门落到底之后,需认真检查各部机构运行情况,发现问题及时处理。

- i) 认真填写运行记录簿，将落门情况报告厂、站领导。
- j) 开启进口工作门必须将充水阀打开充水，充水时工作人员应远离排气孔，待钢管内充满水后，闸门内外无压差时，方可起门。
- k) 无充水阀的工作门，将工作门少量提起进行充水，充水完毕无压差时，方可提门。
- l) 闸门开启完毕，充水阀必须关闭，将启门情况报告有关部门并消除工作票。
- m) 充水阀门操作必须填写运行记录簿。

12.1.4 冬季启闭机室，温度应保持在 5℃ 以上，严防冻坏充水阀及管路。

12.2 坝上检修门运行

12.2.1 坝上检修门运行是在坝上工作闸门检修或其它特殊情况下进行的。

12.2.2 检修门启落须有生产领导或总工批准办理工作票之后方可进行。

12.2.3 检修门正常启落需由 5 人以上操作。其中一人指挥，两人操作，两人监视门式启闭机运行情况

12.2.4 操作前必须检查以下设备：

- a) 启闭机各部检查，润滑，注油，制动器，三相电源检查。
- b) 钢丝绳、动滑轮组、门槽、轨道检查。
- c) 吊钩吊轴及挡板、平衡滑轮检查。

12.2.5 起吊检修门时，注意严禁将杂物掉入门槽内，以防闸门关闭不严。

12.2.6 闸门落到底时注意钢丝绳松紧度防止钢丝绳出滑轮槽。

12.2.7 闸门起吊完毕之后，需切断电源。

12.2.8 操作完毕后认真填写闸门运行记录簿。

12.3 进口设备主要技术参数：

型号		吊点距离	
启闭力		轨道距离	
轨道行车速度		闸门重量	
提升速度		闸门尺寸	
提升高度（轨上）		电机功率	
提升高度（轨下）		电机转速	

12.4 坝上闸门运行

12.4.1 闸门运行管理规定：

- a) 第一次提门须得到生产主要负责人的批准，闸门开度、调整由专责人员。负责调度，开启闸门位置由操作人员决定，应尽量以有水消能的。溢流坝段为好，有开启顺序规定的按规定执行。
- b) 提门前必须检查上、下游（包括桥下）车辆、船只、人员全部撤出。
- c) 拉响警报器达规定时间（10 分钟）后方可提门。
- d) 提门中出现危及人员生命现象不经请示可立即关门。
- e) 风力大于 7 级或强雷电天气禁止操作。
- f) 对调度发生疑问，应核对清楚，认为不安全或无法执行时及时说明。
- g) 上级职能部门（防汛指挥部等）指令须经生产管理主要负责人下达，其他人口头传达不予执行。

溢流闸门起落完毕后，应在专门的记录簿上做好纪录并签名，并将操作执行情况通知中控和分场领导，较大情况变动和异常须直接报告生产主要负责人。

司机须有上级管理部门批准的操作资格证，熟悉启闭机、机电设备，并有电气人员在场，异常时进行事故处理。

桥架启闭机操作，上面不得少于二人，人行梯须有护拦。

夜间操作因水声、天气等原因与下面指挥人员易产生误解时应有特定的联系办法。

上桥架前须交代清楚突然起大风、雷电等异常情况人员安全撤离予案。

12.4.2 提门操作前的准备工作：

- a) 检查启闭机行进轨道上无杂物。
- b) 检查与启闭机机架行走 0.7m 范围内无空间障碍物。
- c) 对启闭机各部检查（齿轮箱油尺、大小齿轮等部位）。
- d) 检查主轮和轨道有无杂物，滑轮槽内有无杂物。
- e) 水位太低提门须准备润滑水。
- f) 检查主轮、滑轮槽内有无杂物。
- g) 检查钢丝绳有无破损、断股现象。
- h) 钢绳固定须牢固，卷筒钢绳圈数足够。
- i) 合上电源，检查各部信号指示正确。
- j) 试验操作，确认各部制动良好。
- k) 锁锭梁就位。

12.4.3 提门操作：

- a) 至少三人进行(不包括司机), 指挥一人, 闸门槽两侧各一人。
- b) 启闭机行走、起吊设备前须响铃告之其他人员。
- c) 清退闸门口无关人员。
- d) 确认上、下游(包括桥下) 车辆、船只、人员在影响范围内全部撤出。
- e) 夜间操作应具备照明条件。
- f) 确认闸门吊孔串销位置正常。
- g) 启门操作过程中司机必须监视受力负荷, 发现重大变化或强烈震动立即停止检查。
- h) 闸门监视人员须监视钢绳、滑轮及闸门是否出现倾斜、卡涩等情况。
- i) 闸门允许在任意开度运行。
- j) 开度达要求后, 短时间不下落, 具备投锁锭梁条件时, 锁锭梁必须投入。
- k) 提门操作, 不得带闸门在槽内走车, 特殊情况须报告专责人员批准。
- l) 不得带负荷闸门检查处理制动闸。
- m) 操作中突然停电必须将操作机构复归到零位。
- n) 无危及人员安全情况不得用反车进行制动。
- o) 停止操作应仔细检查闸门有无缓慢下滑现象。
- p) 人员撤离前检查操作机构归零, 拉开电源, 锁好操作室。
- q) 恢复围栏。

12.4.4 落门操作：

- a) 至少三人进行(不包括司机), 指挥一人, 闸门槽两侧各一人。
- b) 清退闸门口及行进轨道上无关人员。
- c) 启闭机行走、起吊设备前须响铃告之其他人员。
- d) 夜间操作应具备照明条件。
- e) 无水落门须浇润滑水。
- f) 移动锁锭梁闸门必须停止动作。
- g) 落门操作过程中司机必须监视受力负荷, 发现重大变化或强烈震动立即停止检查。
- h) 闸门监视人员须监视闸门是否出现倾斜、卡涩等情况。
- i) 注意监视钢绳, 避免闸门卡住, 钢绳脱跳出滑轮。
- j) 闸门关闭后须检查漏水情况。
- k) 及时恢复遮拦。

1) 无论提门还是落门，启闭机失控无法停车时，拉开控制电源停车，如接触器沾住拉开总电源断路器（空气开关）停车。

12.4.5 坝上启闭机及闸门参数：

型号		吊点距离	
启闭力		轨道距离	
轨道行车速度		闸门重量	
提升速度		闸门尺寸	
提升高度		电机功率	
闸门底坎高程		电机转速	

12.5 尾水闸门操作

12.5.1 提门前必须平压，禁止闸门在较大压差时提门。

12.5.2 冬季提、落门必须检查闸门槽冰冻情况，条件允许才能操作。

12.5.3 正常情况下，快速门不落禁止落尾水门。

12.5.4 操作及检查执行坝上启闭机按 11.4.4 规定。

12.5.5 尾水闸门、启闭机参数：

型号		吊点距离	
启闭力		轨道距离	
轨道行车速度		闸门重量	
提升速度		闸门尺寸	
提升高度(轨上)		电机功率	
提升高度(轨下)		电机转速	

13 水电站生态流量管理

13.1 生态流量核定

13.1.1 小水电站的生态流量核定应按照流域综合规划、水能资源开发规划等规划及规划环评，项目取水许可、项目环评等文件规定执行。上述文件均未作明确规定或者规定不一致的，由有管辖权的水行政主管部门商同级生态环境主管部门组织确定；其中以综合利用功能为主或位于自然保护区的小水电站生态流量，应组织专题论证，征求有关部门意见后确定。

13.1.2 生态用水应在优先满足居民生活用水的前提下，统筹考虑农业、工业生产及交通需求，结合河流特性、水文气象条件和水资源开发利用现状，确定生态流量。确定生态流量时应体现流量过程，反映河道天然来水丰枯变化。

13.2 生态流量泄放

13.2.1 小水电站生态流量泄放设施，须符合国家有关设计、施工及运行管理相关标准。泄放设施的建设、运营等不得对主体工程造成不利影响。

13.2.2 生态调度运行方案应根据河流来水条件和来水过程，在优先满足城乡居民生活用水，结合鱼类、湿地等敏感保护对象的不同时段用水需求，保障基本生态用水基础上，统筹农业、工业用水需求和发电经济性等因素提出合理安排拦河设施的下泄水量和流量过程，重点保障枯水期及鱼类繁殖期等特殊时期下游基本生态用水需要。

13.3 生态流量监测监控

13.3.1 小水电站应建设生态流量实时监测监控设施，将数据（图像）即时传输到监管平台备查。小水电站未完成监测监控设施建设前，应保存生态流量连续泄放的图片、视频或监测数据备查，并定期报送至县级水行政主管部门和生态环境主管部门。

13.3.2 小水电站业主是生态流量监测的实施主体，负责监测监控设施的建设、管理和维护，保障生态流量泄放设施正常运行，应按规定开展生态流量泄放和监测监控工作，确保监测数据的真实性、完整性和连续性。